



저작자표시-비영리-변경금지 2.0 대한민국

이용자는 아래의 조건을 따르는 경우에 한하여 자유롭게

- 이 저작물을 복제, 배포, 전송, 전시, 공연 및 방송할 수 있습니다.

다음과 같은 조건을 따라야 합니다:



저작자표시. 귀하는 원저작자를 표시하여야 합니다.



비영리. 귀하는 이 저작물을 영리 목적으로 이용할 수 없습니다.



변경금지. 귀하는 이 저작물을 개작, 변형 또는 가공할 수 없습니다.

- 귀하는, 이 저작물의 재이용이나 배포의 경우, 이 저작물에 적용된 이용허락조건을 명확하게 나타내어야 합니다.
- 저작권자로부터 별도의 허가를 받으면 이러한 조건들은 적용되지 않습니다.

저작권법에 따른 이용자의 권리는 위의 내용에 의하여 영향을 받지 않습니다.

이것은 [이용허락규약\(Legal Code\)](#)을 이해하기 쉽게 요약한 것입니다.

[Disclaimer](#)

공학석사학위논문

유동 안정성과 생산량을 고려한
2단 생산튜빙 디자인

**Dual Production Tubing Design Considering
Flow Stability and Production Rate**

2013년 2월

서울대학교 대학원

에너지시스템공학부

김 성 일

유동 안정성과 생산량을 고려한 2단 생산튜빙 디자인

Dual Production Tubing Design Considering
Flow Stability and Production Rate

지도교수 최 종 근
이 논문을 공학석사 학위논문으로 제출함

2013년 2월

서울대학교 대학원
에너지시스템공학부
김 성 일

김성일의 석사학위논문을 인준함

2013년 2월

위 원 장	<u>박 형 동</u> (인)
부 위 원 장	<u>최 종 근</u> (인)
위 원	<u>송 재 준</u> (인)

초 록

전통적으로 석유생산은 하나의 내경만으로 이뤄진 단일튜브를 사용한다. 최근에는 생산량 증대를 위한 방법으로 다른 두 내경의 2단 튜빙을 이용한 기법이 제안되고 있다. 본 연구에서는 다양한 2단 튜빙조합을 고려하였으며 그 중 각 목적에 부합하는 조합들을 제시하였다.

기존연구에서 고려한 생산량뿐만 아니라 유동 안정성을 확보하는 결과를 제시하였다. 유동 안정성은 tubing pressure traverse, 액체부피비, 유동패턴, 운영조건의 안정성을 통해 분석하였다. Tubing pressure traverse를 통해 마찰압력손실이 전체압력손실 차이의 주요 원인임을 확인하였다. 액체부피비의 경우 튜빙 하단에서 비교했을 때 단일튜브보다 2단 튜빙에서 작은 값을 보였다. 유동패턴은 대부분 slug flow를 보였으며 일부 튜빙조합에서만 튜빙하단에서 annular flow가 발생했다. 운영조건의 안정성은 tubing performance relationship의 기울기가 양일 때 확보된다고 가정하고 이를 만족하는 경우만을 고려하였다.

본 연구에서 분석한 가상유전의 경우 순현재가치가 가장 높은 2단 튜빙은 하단이 4.5 in. 내경에 길이가 2000 ft이며 상단은 5.5 in. 내경에 길이가 8000 ft인 조합이다. 또한 2단 튜빙을 통해 낮은 마찰압력손실을 유지할 수 있었다. 2단 튜빙간의 마찰압력손실 차이는 크지 않았기 때문에 단일튜브와 비교했을 때 보다 다양한 조합이 가능했다. 튜빙하단에선 liquid loading 현상의 방지를 위해 작은 액체부피비를 유지하는 것이 중요한데, 이는 2단 튜빙하단에서 작은 내경을 사용함으로써 가능했다. 이처럼 생산운영의 전반적 분석결과로부터 목적에 따라 다양한 튜빙 디자인이 가능함을 확인했다.

주요어: 2 단 튜빙, 운영조건, tubing pressure traverse, 액체부피비, 유동패턴

학 번: 2011-21091

목 차

초 록	i
List of Tables	iv
List of Figures	v
1. 서 론.....	1
2. 이론적 배경	7
2.1 IPR	7
2.2 TPR	14
2.3 노달분석.....	19
3. 튜빙조합에 따른 생산량과 순현재가치.....	21
4. 연구결과	23
4.1 IPR, TPR 도출	23
4.2 운영조건	27
4.3 Tubing pressure traverse analysis	29
4.4 액체부피비.....	44
4.5 유동패턴.....	47
4.6 튜빙길이 변화.....	49

5. 결 론.....	54
참고문헌.....	56
ABSTRACT	58

List of Tables

Table 2.1 Reservoir properties for IPR	9
Table 2.2 Reservoir fluid properties used to calculate IPR	13
Table 2.3 Tubing properties and related information at OLGA	16
Table 3.1 Tubing ID combinations	22
Table 4.1 Results of NPV and productivity index of tubing ID combinations	28
Table 4.2 Results of NPV at each tubing combinations	50

List of Figures

Figure 1.1 Production trends at different inner diameter of mono tubings	4
Figure 1.2 Flow regimes types	4
Figure 1.3 Operating point of IPR and TPR	6
Figure 2.1 Pseudo steady state flow at a reservoir	9
Figure 2.2 Inflow performance relationship at 2-phase flow	13
Figure 2.3 Simulation model of OLGA	18
Figure 2.4 Unstable operating point	20
Figure 3.1 Results of stability of operating point, production period, and NPV	22
Figure 4.1 IPR at reservoir pressure 6500, 5300, 3800 psi	25
Figure 4.2 TPR at inner diameter 4 in.	25
Figure 4.3 Comparison of TPR at different inner diameter	26
Figure 4.4 Tubing pressure traverse of 4.5 in. tubing	31
Figure 4.5 Comparison of sum of wellhead pressure and hydrostatic pressure	32
Figure 4.6 Comparison of total pressure loss at 4.5 in. tubing	32
Figure 4.7 Tubing pressure traverse of each tubing ID combinations at 2000 bbl/day	34
Figure 4.8 Comparison of frictional loss pressure at different tubing combinations (2000bbl/day)	35
Figure 4.9 Comparison of hydrostatic pressure at different tubing combinations (2000 bbl/day)	35
Figure 4.10 Tubing pressure traverse each tubing ID combinations at 3000 bbl/day ...	37

Figure 4.11 Comparison of frictional loss pressure at different tubing combinations (3000 bbl/day)	38
Figure 4.12 Comparison of hydrostatic pressure at different tubing combinations (3000 bbl/day)	38
Figure 4.13 Tubing pressure traverse of each tubing ID combinations at 4000 bbl/day	40
Figure 4.14 Comparison of frictional loss pressure at different tubing combinations (4000 bbl/day)	41
Figure 4.15 Comparison of hydrostatic pressure at different tubing combinations (4000 bbl/day)	41
Figure 4.16 Comparison of frictional loss pressure at different tubing combinations ..	43
Figure 4.17 Comparison of hydrostatic pressure at different tubing combinations	43
Figure 4.18 Liquid holdup of different tubing combinations	46
Figure 4.19 Flow regimes at different tubing combinations	48
Figure 4.20 Tubing pressure traverse of each tubing ID combinations with 6000 ft in length at 3000 bbl/day	51
Figure 4.21 Liquid holdup of different tubing combinations with 6000 ft in length	53

1. 서 론

쉬운 방법으로 생산할 수 있는 석유(easy oil)는 고갈되고 있다. 이에 따라 석유공학에서는 다양한 방법으로 누적생산량이나 유량을 증대시키는 방법이 고안되었다. 그 중 하나가 상단과 하단의 내경이 다른 2단 생산튜빙을 사용하는 것이다. 전통적인 석유생산 방식에선 내경이 일정한 단일튜빙을 사용했지만 최근엔 빠른 생산속도를 위해 2단 튜빙을 사용하고 있다.

초기 2단 튜빙은 생산량증대 목적이 아닌 다양한 이유로 사용되었다. 튜빙상단에는 밑에 연결되어 있는 튜빙의 무게 때문에 장력이 작용한다. 장력을 버티기 위해 상단과 하단의 내경은 같지만 상단의 외경이 더 큰 튜빙을 사용하였다. 또한 2단 튜빙 최초의 적용사례로 유정폐쇄후의 생산을 다시 시작할 때 튜빙하부의 정체된 생산물의 원활한 유동을 위해 사용되었다. 붕괴된 케이싱을 수리하기 위해 설치된 라이너에 작은 튜빙만을 쓸 수 있는 상황에서 2단 튜빙이 적용되기도 했다. 그 이후 Affanaambomo(2008)와 Awal과 Heinze(2009)에 의해 생산량증대 목적에 초점을 맞춘 2단 튜빙이 제시되었다.

2단 튜빙을 이용한 생산은 하단에 작은 내경을 쓰고 상단에 큰 내경의 튜빙을 사용함으로써 생산속도를 증대시켜 단일튜빙을 쓸 때보다 더 큰 순현재가치(NPV, net present value)를 얻을 수 있는 생산기법이다(Affanaambomo, 2008). 상단에서 내경이 더 큰 튜빙을 씌우므로 인한 추가적인 초기비용이 들더라도 생산속도가 증대되기 때문에 결과적으로 이익이다. 또한 지속되는 고유가 시대와 석유의 빠른 회수를 지향하는 추세로 2단 튜빙 생산기법의 적용범위는 넓어지고 있다.

Affanaambomo(2008)는 하나의 튜빙을 기준으로 절반 윗부분의 내경을 증가시킬 때 드는 비용과 생산속도증대를 모두 고려하였다. 예를 들어 1.995 in.의 단일튜빙과 1.995 & 2.441 in.의 2단 튜빙이 있다고 하자. 후자에서 더 큰 내경의 튜빙으로 인한 추가비용을 고려해도 빠른 석유회수로 인해 결론적으로 더 큰 순현재가치를 얻을 수 있다. 하지만 2단 튜빙에서 내경이 바뀌는 지점을 튜빙 절반 지점으로 고정시켰다는 한계가 있다.

Awal과 Heinze(2009)는 2단 튜빙에서 내경변화 지점을 바꾸면서 생산량을 최적화하여 내경변화가 중간으로 고정된 Affanaambomo(2008)연구의 한계를 개선하였다. Awal과 Heinze(2009)의 2단 튜빙 디자인과정은 다음과 같다. 단일튜빙의 크기를 점점 증가시키면서 생산량 추이를 분석한다. 그 중 가장 큰 생산량을 보이는 내경과 바로 그 다음 내경을 선정한다. 그 두 내경 중 작은 것은 하단으로 큰 것은 상단의 내경으로 하는 2단 튜빙을 정한다. Figure 1.1에서 두 번째와 세 번째 내경의 조합이 된다. 정해진 2단 튜빙의 내경변화지점을 바꾸면서 가장 큰 생산량을 보이는 지점을 찾는다. 이렇게 정해진 2단 튜빙은 작은 내경의 단일튜빙과 큰 내경의 단일튜빙과 비교했을 때 더 큰 생산량을 보였다.

하지만 Affanaambomo(2008)와 Awal과 Heinze(2009)의 연구는 다음과 같은 한계가 있다. Affanaambomo(2008)의 경우 단일튜빙보다 2단 튜빙을 씌으로써 가지는 유체거동의 특성이나 고유의 장점에 대한 논의가 부족하다. 단순히 튜빙상단의 내경 증가로 생산량이 증대되었다는 설명만으론 2단 튜빙의 유동특성에 대한 논의가 부족하다. Awal과 Heinze(2009)는 2단 튜빙조합을 하나의 경우에 대해서만 고려했다는 한계점이 있다. Figure 1.1에서 1번 생산경향이라면 두 번째와 세 번째 내경조합에서 최적화된 생산량을 얻는다. 하지만 2번 생산경향이라면 첫 번째와 두 번째 내경조합에서 최적화가 될

것이다. 이처럼 다른 내경조합을 고려하지 않는다면 제한된 조건의 최적화밖에 하지 못한다.

또한 Awal과 Heinze(2009)의 연구도 2단 튜빙의 유체거동에 대한 구체적인 설명이 뒷받침되지 않고 있다. 오일생산에서는 대부분 저류층압력의 감소나 높은 gas oil ratio로 인해 가스가 방출되며 기체와 액체가 함께 흐르는 다상유동이 발생한다. Figure 1.2는 유동패턴의 종류를 나타낸다. Bubble flow는 액상이 주를 이루는 관내에서 기체가 기포형태로 흐르는 패턴을 말한다. Slug flow는 기포형태의 기체가 뭉쳐 흐르는 패턴이며 annular flow는 액상은 관벽에 필름형태로 흐르고 기체가 가운데로 관통하여 흐르는 패턴이다. 관내의 다상유동에서 발생하는 유동패턴 분석과 운영조건의 안정성은 생산 전반에 걸쳐 중요하다. 하지만 이에 대한 논의 또한 이뤄지지 않았다.

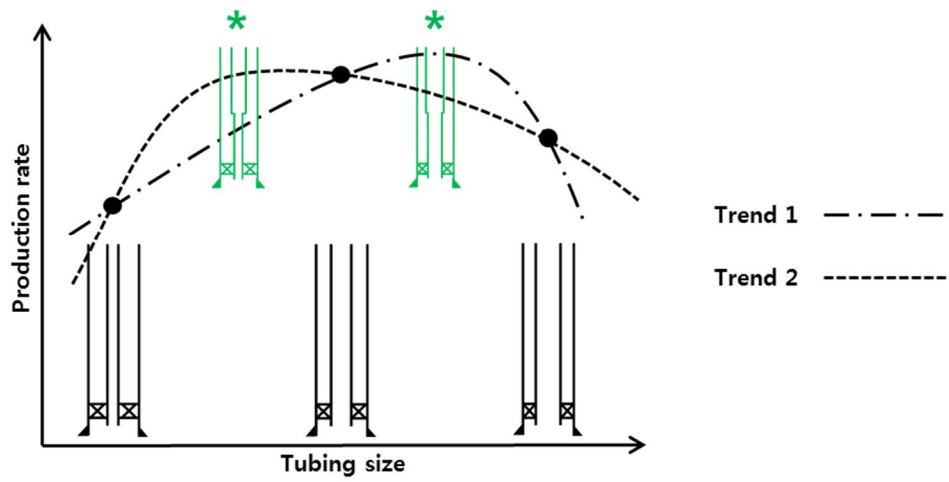


Figure 1.1 Production trends at different inner diameter of mono tubings

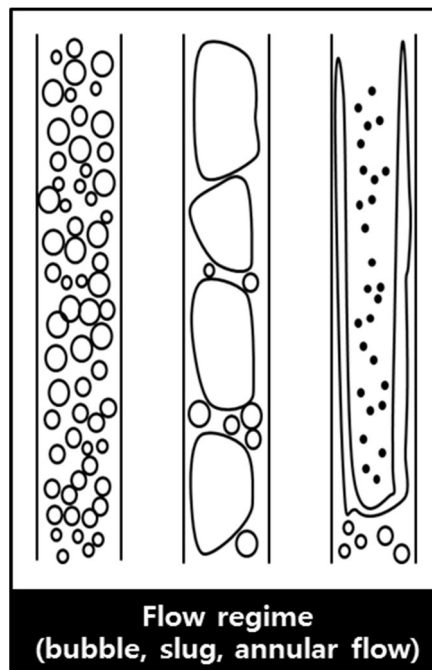


Figure 1.2 Flow regimes types

공저유동압력(FBHP, flowing bottom hole pressure)과 생산량은 IPR(inflow performance relationship)과 TPR(tubing performance relationship)이 만나는 지점인 운영조건에서 결정된다. IPR은 저류층에서 공저로 흘러 들어오는 유량과 공저유동압력 간의 관계를 나타낸다. TPR은 공저에서 지상으로 흘러 나가는 유량과 공저유동압력 간의 관계를 나타낸다.

공저로 들어오는 유량은 공저유동압력이 낮을수록 크고 공저에서 지상으로 흘러 나가는 유량은 공저유동압력이 클수록 크다. 상반되는 IPR과 TPR의 관계에서 두 조건을 모두 만족할 때 유동이 발생한다. 따라서 IPR과 TPR곡선이 만나는 지점의 유량과 공저유동압력이 운영조건이 된다(Figure 1.3).

본 연구에서는 다양한 튜빙조합에서 생산 전반에 걸쳐 운영조건의 안정성이 확보되는 조건하에 노달분석을 실시하고자 한다. 또한 순현재가치, 마찰압력손실, 유동패턴, 액체부피비(liquid holdup)를 고려하여 생산안정성을 도모하면서 단일튜빙보다 나은 생산성을 가지는 여러 튜빙조합을 제시하고자 한다.

이 논문은 총 5장으로 구성된다. 1장 서론에서는 2단 튜빙의 연구동향 및 적용사례에 대해서 언급한다. 2장에서는 IPR과 TPR을 구하는 방법과 그를 통해 생산량의 결정 과정을 설명한다. 3장에서는 2장에서 설명된 방법을 통해 다양한 2단 튜빙조합에서 순현재가치를 구하는 방법을 설명한다. 4장에서는 순현재가치, tubing pressure traverse, 액체부피비, 유동패턴에 대한 분석결과와 튜빙길이 변화의 영향에 대해 설명한다. 5장에서는 이 연구의 결론을 요약한다.

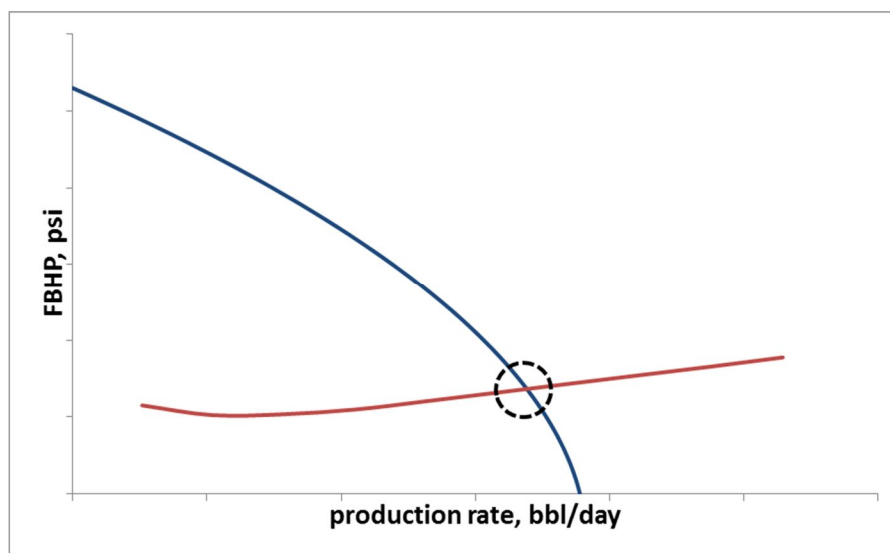


Figure 1.3 Operating point of IPR and TPR

2. 이론적 배경

2.1 IPR

IPR은 저류층에서 유정 내로 들어오는 유량과 공저유동압력간의 관계를 나타낸다. 저류층압력과 공저유동압력의 차이가 클수록 저류층에서 유정으로 들어오는 유량이 커진다. 반대로 압력의 차이가 작으면 유량은 작아진다. 압력과 유량의 관계는 저류층의 유체거동이 유사정상상태일 때 식 2.1로 나타낼 수 있다.

$$q = \frac{kh(\bar{p} - p_{wf})}{141.2B_o\mu_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + S \right)} \quad (2.1)$$

where,

q: flow rate, stb/day

\bar{p} : reservoir pressure, psi

p_{wf} : flowing bottom hole pressure, psi

J: productivity index, stb/day/psi

k: horizontal permeability, md

h: reservoir thickness, ft

B_o : oil formation volume factor, rb/stb

μ_o : viscosity, cp

r_e : radius of drainage area, ft

r_w : wellbore radius, ft

S: skin factor

유사정상상태의 유동은 모든 지점의 압력감소율이 같은 유동이다(Figure 2.1). 초기 저류층 유동에 따른 압력감소의 범위가 저류층경계에 다다르기 전에는 천이유동이 발생한다. 압력감소가 일어나는 지역이 확장하다가 저류층경계에 닿으면 그 후에는 유사정상상태의 유동이 발생한다. 하지만 대수층과 같이 압력을 유지시켜 줄 수 있는 조건이라면 압력이 일정하게 유지되어 정상상태의 유동이 발생한다. 따라서 생산이 시작된 후에는 천이유동상태에서 유동이 발생하다가 대수층이 없다면 유사정상상태의 유동이 발생한다. 본 연구에서는 보통의 오일저류층에서 발생하는 유사정상상태를 가정하였다.

초기 저류층압력은 6500 psi이며 생산이 중단되는 생산종료압력(abandonment pressure)은 3500 psi이다. 저류층 모델은 보통의 해상광구가 가질 수 있는 범위 내에서 모델링 되었으며 그 조건은 Table 2.1과 같다. 주어진 저류층의 정보를 반영하여 IPR을 구할 수 있다.

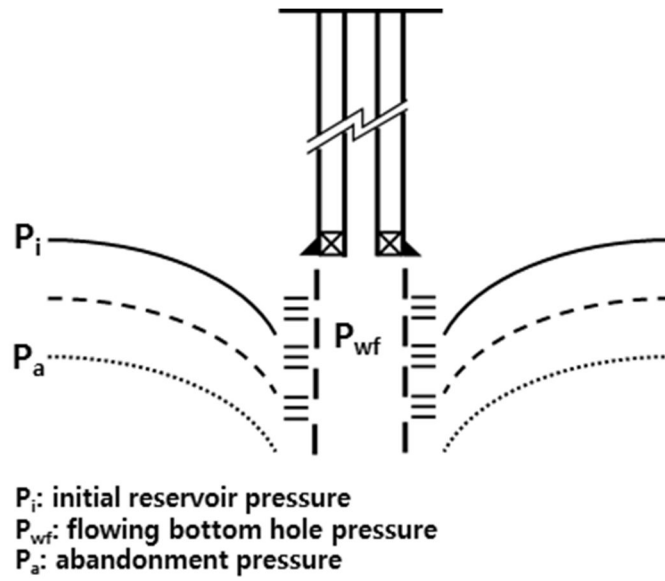


Figure 2.1 Pseudo steady state flow at a reservoir

Table 2.1 Reservoir properties for IPR

IPR conditions (Vogel's eq.)	
P_r , psi	6500
P_b , psi	6500
B , rb/stb	P_r dependent
μ , cp	1.5
S , unitless	0
h , ft	50
k_H , md	50
r_e , ft	2980
r_w , ft	0.75
J , stb/day/psi	P_r dependent

IPR은 크게 오일저류층에서 쓰는 모델과 가스저류층에서 쓰는 모델로 나뉜다. 오일저류층에서 쓰는 모델은 일정 생산성지수(productivity index) 모델, 불포화오일유정 모델, 정규백압 모델, 보겔방정식 모델이 있다. 가스저류층에서 쓰는 모델은 백압 모델, 포하이머 모델, 싱글 포하이머 모델이 있다. 보통의 가스저류층에 사용되는 백압 모델은 식 (2.2)와 같다.

$$q = C(P_R^2 - P_{wf}^2)^n \quad (2.2)$$

$$C = \frac{(0.703kh)^n}{(T\mu_g Z)^n D^{1-n} \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + S \right]^{2n-1}}$$

where,

q: flow rate, stb/day

C: constant

P_R : reservoir pressure, psi

P_{wf} : flowing bottom hole pressure, psi

n:exponent, 0.5~1

k: reservoir permeability, md

h: payzone thickness, ft

μ_g : gas viscosity at reservoir conditions, cp

Z: gas z-factor at reservoir conditions

D: non-Darcy or turbulence skin

r_e : radius of drainage area, ft

r_w : wellbore radius, ft

S: skin factor

오일저류층의 IPR모델은 저류층압력과 기포점압력의 관계에 따라 나눌 수 있다. 저류층압력이 기포점압력보다 항상 크게 유지되어 단상유동만이 발생하면 일정 생산성지수 모델을 사용하면 된다. 하지만 보통 석유생산이 이뤄지면서 저류층압력은 감소되어 기포점압력보다 작아지게 된다. 이 경우 불포화오일유정 모델, 정규백압 모델, 보겔방정식 모델을 사용한다.

불포화오일유정 모델은 생산초기에는 저류층압력이 기포점압력보다 높은 상태였다가 저류층압력이 감소하면서 2상 유동이 발생하는 저류층에 사용한다. 정규백압 모델은 저류층압력이 기포점압력보다 매우 작아서 이미 자유가스층이 충분히 형성된 저류층에 사용한다. 이 경우 주된 생산거동은 자유가스팽창이다. 보겔방정식 모델은 저류층압력과 기포점압력이 비슷하여 자유가스층이 형성되어 있지 않은 저류층에서 사용한다. 자유가스층이 없기 때문에 용해가스팽창이 주된 생산거동이 된다. 즉, 정규백압 모델과 보겔방정식 모델은 자유가스층의 유무와 생산거동의 차이로 구분된다.

본 연구에서 설정한 저류층 조건에서 저류층압력과 기포점압력이 6500 psi로 같다. 따라서 두 압력이 비슷하여 자유가스층이 존재하지 않을 때 사용하는 모델인 보겔방정식을 적용하는 것이 알맞다. 보겔방정식인 식 (2.3)을 이용하여 IPR을 계산할 수 있으며 Figure 2.2와 같은 결과를 얻는다.

$$q = q_{\max} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{p}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{p}} \right)^2 \right] \quad (2.3)$$

where,

q: flow rate, stb/day

q_{\max} : absolute open flow($J^* \bar{p}/1.8$), stb/day

J: productivity index, stb/day/psi

\bar{p} : reservoir pressure, psi

또한 저류층압력에 따라 바뀌는 오일용적계수, 가스용적계수, solution GOR은 Table 2.2와 같다. 저류층압력이 변함에 따라 생산조건이 바뀌게 되고 따라서 생산성지수의 값이 달라지게 된다. 결국 생산이 진행됨에 따라 생산성지수 값이 달라지므로 다른 IPR이 적용된다.

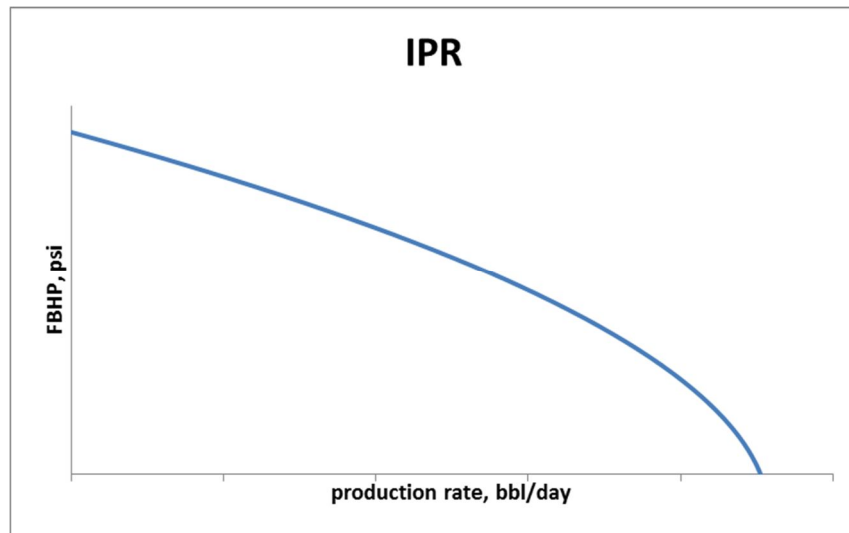


Figure 2.2 Inflow performance relationship at 2-phase flow

Table 2.2 Reservoir fluid properties used to calculate IPR

$P_{\text{reservoir}}$, psi	B_o , rb/stb	B_g , rb/scf	R_s , rb/scf
6500	1.2500	0.00045	3000
6200	1.2425	0.00048	2900
5900	1.2350	0.00051	2800
5600	1.2275	0.00055	2700
5300	1.2200	0.00059	2600
5000	1.2125	0.00063	2500
4700	1.2050	0.00067	2400
4400	1.1975	0.00071	2300
4100	1.1900	0.00074	2200
3800	1.1825	0.00081	2100
3500	1.1750	0.00085	2000

2.2 TPR

TPR은 튜빙 내에서 발생하는 유량과 공저압력간의 관계를 나타낸다. 일반적으로 유동하는 유체가 늘어날수록 공저압력이 커진다. 하지만 유량이 매우 작을 경우 유량이 증가할 때 압력이 오히려 감소하는 현상이 발생한다. 이는 유량이 증가하면서 발생하는 마찰압력손실보다 액체부피비의 감소로 인해 정수압이 감소되는 효과가 더 크기 때문이다.

유동패턴이 bubble flow가 아닐 때는 Hagedorn-Brown correlation인 식 (2.4)를 이용하여 TPR을 계산할 수 있다. 식 (2.4)를 통해 평균유체밀도와 유체속도가 클수록 유체의 유동으로 인한 압력손실이 커짐을 알 수 있다. 평균유체밀도는 액체밀도와 기체밀도를 액체부피비로 가중치를 주어 계산한다.

$$144 \frac{dp}{dz} = \bar{\rho} + \frac{f \dot{m}^2}{(7.413 \times 10^{10} D^5) \bar{\rho}} + \bar{\rho} \frac{\Delta(u_m^2 / 2g_c)}{\Delta z} \quad (2.4)$$

where,

p: pressure, psi

z: length, ft

$\bar{\rho}$: in-situ average density, lb_m/ft³

f: frictional factor

\dot{m} : total mass flow rate, lb_m/day

D: diameter, ft

u_m : mixture velocity, ft/sec

g_c : unit conversion factor, 32.17 lb_m-ft/lb_f-s²

유동패턴이 bubble flow일 땐 Griffith correlation인 식 (2.5)를 이용하여 TPR을 구할 수 있다. 식 (2.4)와 달리 오른쪽에서 세 번째 항이 없으며 두 번째 항에서는 분모에 액체부피비의 제곱이 추가되었다. 식 (2.5) 역시 유체평균밀도와 유체속도에 따라 압력손실이 커짐을 알 수 있다.

$$144 \frac{dp}{dz} = \bar{\rho} + \frac{f \dot{m}_l^2}{(7.413 \times 10^{10}) D^5 \rho_l y_l^2} \quad (2.5)$$

where,

\dot{m}_l : mass flow rate of the liquid, lb_m/day

ρ_l : liquid density, lb_m/ft³

y_l : liquid holdup

본 연구에서는 유동패턴과 유체거동의 요소들을 종합적으로 분석하기 위해 관유동 시뮬레이터인 OLGA(SPT 社)를 이용하여 TPR을 구하였다. OLGA로 TPR을 구하기 위한 관유동에 관련 조건은 Table 2.3과 같다.

Table 2.3 Tubing properties and related information at OLGA

factors	Value
Wellhead pressure, psi	400
Bubble point pressure, psi	6500
Wellhead temperature, °C	10
Tubing length, ft	10000
Tubing size, inch	(change)
Oil specific gravity, unitless	0.85
GOR, scf/stb	3000
Fluid temperature, °C	85
Gas specific gravity, unitless	0.65
Water cut, %	0

정두압력은 700 ~ 1000 ft의 수심과 분리기에서 필요한 압력을 고려하여 400 psi로 설정했다. 튜빙길이는 총 10000 ft이며 GOR은 3000 scf/stb로 volatile oil의 범위에 속한다. 튜빙은 10개의 섹션으로 나누어 섹션 당 1000 ft가 되도록 하였다.

위의 조건들을 OLGA에 적용하여 두 개의 노드로 구성된 관을 설계한다(Figure 2.3). 두 개의 노드 중 INLET은 밑의 방향으로 흐르지 못하게 막혀 있어 위쪽으로만 흐르게 설정되어 있으며 OUTLET은 압력차이에 따라 양방향으로 유동이 가능하도록 설정하였다. SOURCE는 말 그대로 유동을 발생시킬 수 있도록 질량, 압력, 부피의 기준으로 유량을 설정하는 것이다.

SOURCE의 FEEDSTDFLOW 항목은 원하는 유체를 지상조건에서 얼마나 흐르게 할지 설정할 수 있다. 이는 블랙오일 모델에서만 가능하다. SOURCE에서 유량을 설정하고 공저압력을 측정하는 방식으로 TPR을 구하였다. 본 연구에서 구한 모든 TPR은 OLGA의 black oil model을 이용하여 계산하였다.

유량은 500 ~ 5000 stb/day 범위에서 500 간격으로 10개를 설정한다. 설정된 유량에 대해서 공저에 가해지는 압력을 계산하면 유량, 공저압력의 값으로 이뤄지는 하나의 좌표를 얻을 수 있다. 좌표는 TPR곡선을 이루는 하나의 점이다. 10개의 유량에 대해서 공저압력을 계산하면 10개의 좌표를 얻고 이 점들을 이으면 하나의 TPR곡선을 얻을 수 있다.

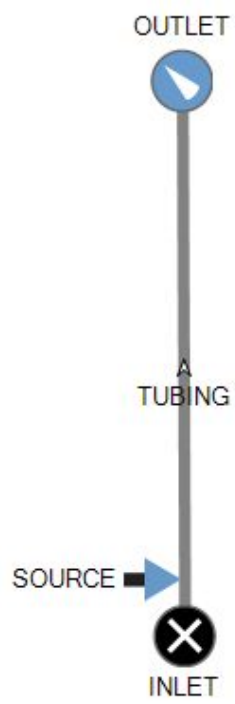


Figure 2.3 Simulation model of OLGA

2.3 노달분석

노달분석은 대상시스템을 몇 개의 노드로 분리한 후 분석하고자 하는 노드에서의 유량과 압력을 결정하는 분석기법이다(Guo et al., 2007). 공저압에 따라 저류층에서 들어오는 유량과 튜빙을 따라 흘러 나가는 유량이 관심대상이므로 튜빙의 제일 밑부분인 공저가 중심 노드가 된다. 공저압력과 유량간의 관계를 IPR과 TPR을 통해서 알고 있다면 운영조건을 구할 수 있다. 운영조건은 Figure 1.3과 같이 IPR과 TPR이 만나는 지점에서 정해지며 이를 통해 생산압력과 생산량을 알 수 있다.

운영조건에서 TPR의 기울기가 Figure 1.3과 같이 양의 기울기면 안정적인 운영조건(stable operating point)이 된다. 하지만 Figure 2.4와 같이 음의 기울기가 되면 불안정한 운영조건(unstable operating point)이 된다. TPR의 기울기가 음이 된다는 것은 liquid loading 현상이 발생함을 의미한다. 이러한 현상이 심해질 경우 원활한 유동이 일어나지 않는다. 자세한 설명은 4.4절에서 한다.

본 연구에서는 불안정한 운영조건을 가질 경우 생산이 원천적으로 불가능하다고 가정하였다. 불안정한 운영조건이 발생한다고 해서 유동이 아예 발생하지 않는 것은 아니다. 하지만 생산량의 예측이 불가능하고 유동이 불안정해진다. 따라서 생산의 전반적인 안정성을 고려하기 위해 생산이 이뤄지지 않는다고 가정한다. 순현재가치를 계산할 때는 불안정한 운영조건을 제외하였다. 제시되는 모든 결과는 운영조건이 안정성이 고려된 결과이다.

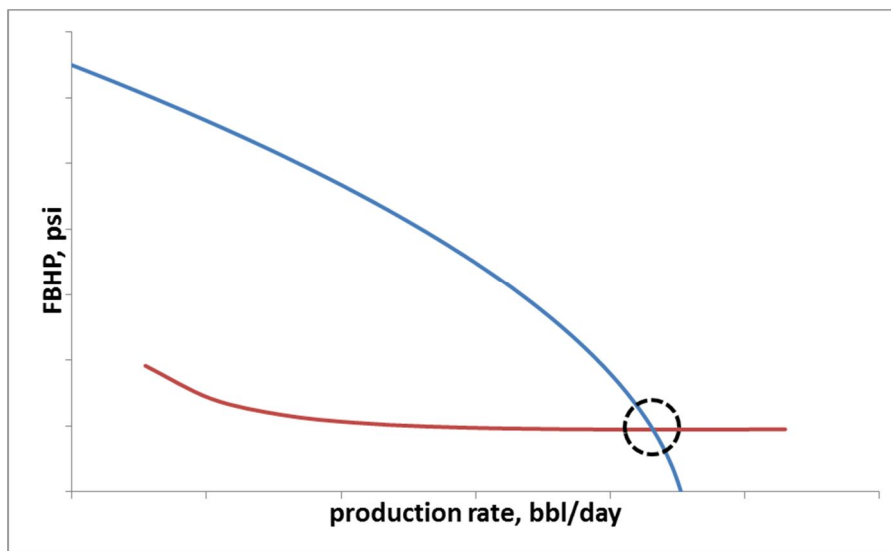


Figure 2.4 Unstable operating point

3. 튜빙조합에 따른 생산량과 순현재가치

기존 2단 튜빙에 대한 연구는 제한된 튜빙조합에서 생산량의 증대만을 논하였다. 하지만 2단 튜빙의 다양한 튜빙조합에서 단일튜빙보다 증대된 생산량을 얻는 조합을 찾을 수 있다. 따라서 다양한 튜빙조합의 생산량을 분석해야 주어진 조건에서 최선의 경우를 찾을 수 있다.

우선 단일튜빙의 생산량을 모두 분석한다. 이 중 불안정한 운영조건이 발생하는 단일튜빙으로 이뤄지는 것들은 제외하고 2단 튜빙조합을 고려한다(Table 3.1). 튜빙조합은 하단과 상단의 내경으로 구분하여 나타냈다. 하단내경을 기준으로 상단내경이 변화함에 따라 다양한 조합이 만들어진다. 내경의 단위 간격은 0.5 in.로 하였다. 일반적인 시추공 설계임을 고려하고 분석대상의 수를 제한하기 위해 하단과 상단내경 차이는 최대 2 in.로 두었다. 생산기간 동안 한 번 이상 불안정한 운영조건을 보인 단일튜빙의 경우 붉은색으로 표시하였다. 불안정한 운영조건을 보이는 단일튜빙에선 상단내경이 커지면 계속 한 번 이상의 불안정한 운영조건을 보였다.

2단 튜빙에서 내경이 큰 부분과 작은 부분의 길이가 조절되며 총 10000 ft의 튜빙 길이에서 10개 섹션으로 구분되므로 1000 ft씩 길이조절이 가능하다. 따라서 하나의 2단 튜빙조합에서 9개의 다른 경우들(내경이 큰 상단의 길이 - 1000, 2000, 3000, 4000, 5000, 6000, 7000, 8000, 9000 ft)이 생긴다. 예를 들어 4.5 & 6.5 in.의 경우 Figure 3.1과 같은 결과를 얻는다.

Table 3.1 Tubing ID combinations

Tubing ID combinations (inch)									
Lower section ID	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5	...	7
Upper section ID	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5	...	7
	2.5	3	3.5	4	4.5	5	5.5	...	7.5
	3	3.5	4	4.5	5	5.5	6	...	8
	3.5	4	4.5	5	5.5	6	6.5	...	8.5
	4	4.5	5	5.5	6	6.5	7	...	9

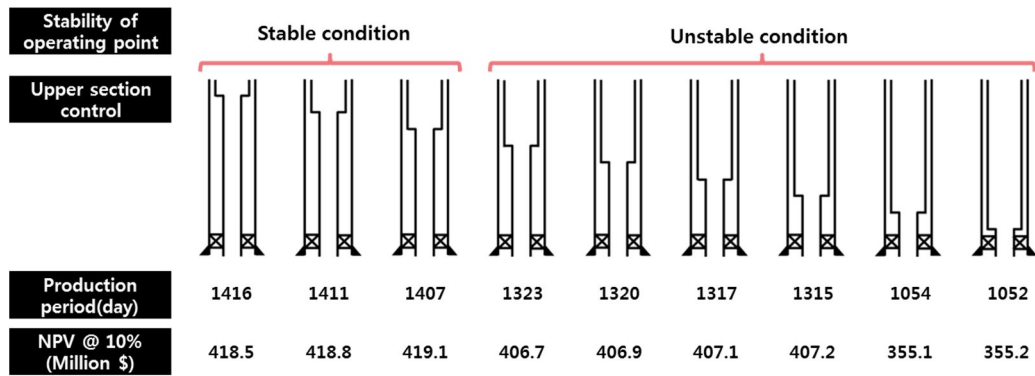


Figure 3.1 Results of stability of operating point, production period, and NPV

4. 연구결과

4.1 IPR 및 TPR 도출

Table 2.1과 Table 2.2의 저류층 정보와 저류층압력(6500 psi부터 3500 psi까지 300 psi간격)에 따라 10개의 IPR을 구할 수 있다. 대표적으로 저류층압력이 6500, 5300, 3800 psi일 때 IPR은 Figure 4.1과 같다. 저류층에서 공저내로 들어오는 유동은 유사정상상태에서 이뤄지며 기포점압력과 초기 저류층압력이 같기 때문에 생산초기부터 2상 유동이 발생한다. 생산성지수를 구하고 그 값을 보겔방정식에 대입하면 공저유동압력에 대한 2차식을 얻을 수 있다. 얻어진 식을 통해 IPR을 계산한다.

TPR은 관유동 시뮬레이터인 OLGA를 이용하여 구하였다. Table 2.3의 조건들을 OLGA에 적용한다. FEEDSTDFLOW를 500부터 5000 stb/day까지 500씩 증가시키며 공저유동압력을 계산하였다. 10 개의 공저유동압력과 생산량의 좌표를 이으면 Figure 4.2와 같은 TPR을 얻을 수 있다.

TPR의 기울기는 처음엔 음이었던가 양으로 변하는 경향을 보인다. 이는 가스의 발생에 따른 액체부피비의 감소현상과 연관이 있다. 유량이 작을 경우 발생하는 가스의 양 또한 적다. 그에 따라 가스가 관내에서 차지하는 부피는 작고 액체부피비는 큰 조건이 된다. 액체부피비가 커지면 평균유체밀도와 정수압이 증가하고 전체압력손실도 커지게 된다. 따라서 유량이 작아짐에도 불구하고 압력은 증가하는 현상이 발생한다. 하지만 유량이 계속 커질 경우 액체부피비가 커지게 되고 압력이 증가하는 전반적인

현상이 발생한다. 이러한 이유로 TPR 개형은 한쪽으로 치우친 V자 모양을 보인다.

TPR의 개형은 다양한 원인에 의해 변할 수 있다. 그 원인 중 하나는 유동이 발생하는 관의 내경변화이다. Figure 4.3에서처럼 내경이 4, 5, 6 in.로 점점 증가하면서 2000 bbl/day이상인 부분에서는 압력이 감소한다. 즉 같은 유량을 생산할 때 필요한 압력이 감소하므로 생산성을 향상시킨다. 하지만 기울기가 음이 되는 지점이 오른쪽으로 이동하기 때문에 생산성은 증가하지만 운영조건은 불안정해지는 결과가 일어날 수 있다.

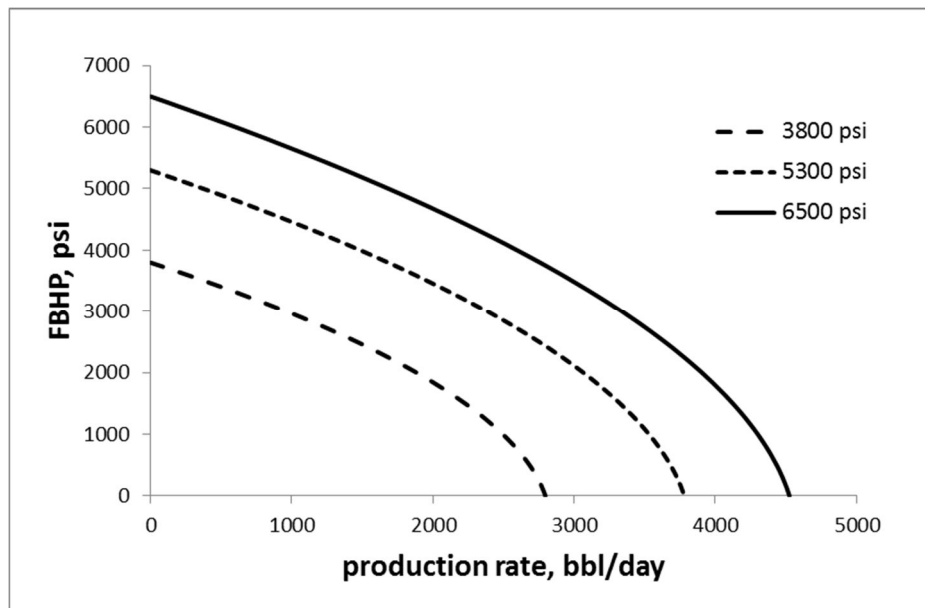


Figure 4.1 IPR at reservoir pressure 6500, 5300, 3800 psi

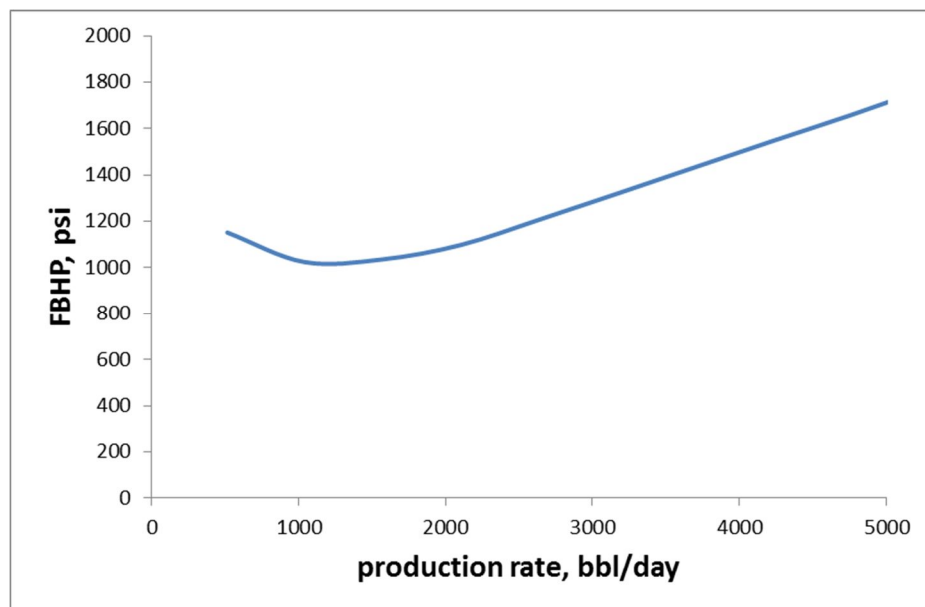


Figure 4.2 TPR at inner diameter 4 in.

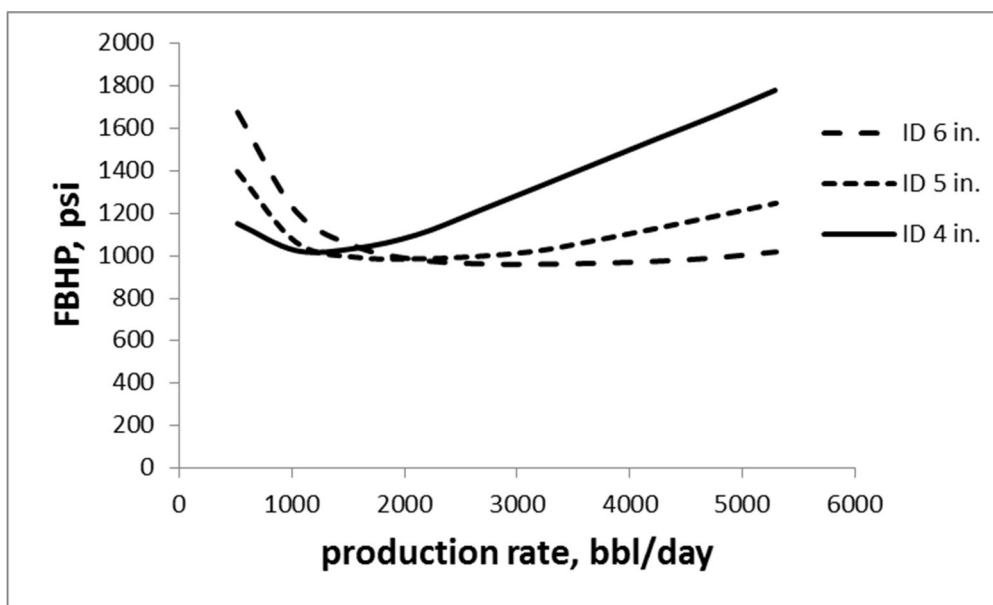


Figure 4.3 Comparison of TPR at different inner diameters

4.2 운영조건

운영조건은 IPR과 TPR이 만나는 지점에서 정해지며 TPR의 기울기로 운영조건의 안정성을 파악할 수 있다. 저류층압력에 따라 변하는 IPR과 튜빙내경에 따라 변하는 TPR을 모두 구한다. 이를 함께 도시하면 각각의 생산량, 생산압력과 운영조건의 안정성을 분석할 수 있다. Guo 등(2007)이 개발한 유정생산 예측 프로그램에 얻어진 생산량을 대입하면 누적생산량과 생산기간을 알 수 있다.

위의 결과들을 이용하여 모든 튜빙조합의 순현재가치(할인을 10%)를 Table 4.1과 같이 구한다. 튜빙조합의 표기는 하단과 상단의 내경을 차례로 쓰고 괄호 안에 상단길이를 적는 순서로 한다. 예를 들어 4.5 & 6.5(5000 ft)라고 쓴 것은 하단과 상단의 내경이 각각 4.5 in.와 6.5 in.며 상단길이는 5000 ft임을 의미한다.

표시된 순현재가치는 2단 튜빙의 길이조절을 통해 얻은 결과 중 가장 큰 값을 나타낸 것이다. 녹색으로 따로 표시한 3.5 & 5.5(9000 ft), 4 & 5.5(9000 ft), 4.5 & 5.5(8000 ft)는 모든 조합 중에서 순현재가치가 가장 크다. 3개 조합의 순현재가치는 단일튜빙 중 가장 큰 순현재가치를 가지는 4.5 in. 튜빙보다 큰 값을 가진다. Table 4.1의 마지막 표는 튜빙조합들의 생산효율을 간단히 비교하기 위해 생산성지수를 나타낸 것이다. 2단 튜빙끼리는 비슷한 값을 보이며 모두 단일튜빙 4.5 in.보다 큰 값을 가진다. 이는 2단 튜빙이 다양한 설계가 가능함을 의미한다.

Table 4.1 Results of NPV and productivity index of tubing ID combinations

Tubing ID Combinations (inch)						
mono tubing	2	2.5	3	3.5	4	4.5
dual tubing	2 & 2.5	2.5 & 3	3 & 3.5	3.5 & 4	4 & 4.5	4.5 & 5
	2 & 3	2.5 & 3.5	3 & 4	3.5 & 4.5	4 & 5	4.5 & 5.5
	2 & 3.5	2.5 & 4	3 & 4.5	3.5 & 5	4 & 5.5	4.5 & 6
	2 & 4	2.5 & 4.5	3 & 5	3.5 & 5.5	4 & 6	4.5 & 6.5
NPV (million \$)						
mono tubing	370.1	395.3	407.4	412.8	416.5	418.2
dual tubing	392.2	406.4	412.4	416.2	418.1	419.1
	404.5	412.0	416.0	417.9	419.0	419.6
	410.1	415.4	417.7	418.8	419.6	419.4
	413.3	417.0	418.6	419.4	419.3	419.1
Productivity index (stb/day/psi)						
mono tubing	0.707	0.910	1.042	1.109	1.162	1.189
dual tubing	0.885	1.030	1.103	1.159	1.187	1.203
	1.007	1.097	1.155	1.184	1.201	1.209
	1.072	1.146	1.180	1.198	1.209	1.206
	1.117	1.170	1.194	1.206	1.205	1.201

4.3 Tubing pressure traverse analysis

단일튜브 중 가장 큰 순현재가치를 갖는 튜빙조합은 4.5 in. 튜빙이었다. 4.2절의 결과를 통해 이보다 더 큰 순현재가치를 갖는 여러 2단 튜빙조합이 있음을 확인하였다. 하지만 단순히 순현재가치와 생산량에 대한 논의만으로 2단 튜빙의 다상거동을 설명하기엔 무리가 있다. 이를 위해 전체압력손실을 각 요소에 따라 튜빙 프로파일에서 파악할 수 있는 tubing pressure traverse를 도시하였다.

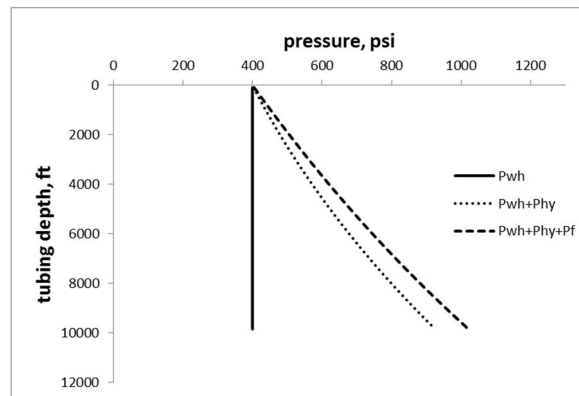
Figure 4.4는 단일튜브 4.5 in.에서 FEEDSTDFLOW를 각각 2000, 3000, 4000 bbl/day로 주었을 때의 tubing pressure traverse를 나타낸 것이다. P_{wh} 는 정두압력, P_{hy} 는 정수압, P_f 는 마찰압력손실을 의미한다. Figure 4.5는 정두압력과 정수압의 합만 비교한 것이다. Figure 4.6은 정두압력, 정수압, 마찰압력손실을 합한 전체압력이 유량에 따라 어떻게 달라지는지 비교한 것이다.

Figure 4.4와 4.6에서 유량이 증가하면 전체압력손실이 증가함을 알 수 있다. GOR이 일정할 때 오일의 양이 증가하면 가스의 양도 함께 증가한다. 가스양의 증가는 결국 가스속도의 증가를 의미한다. 가스속도가 일정이상 빨라지면 난류유동(turbulent flow)이 되며 마찰압력손실의 급격한 증가를 일으킨다. 결과적으로 유량증가에 따라 전체압력이 커지게 된다.

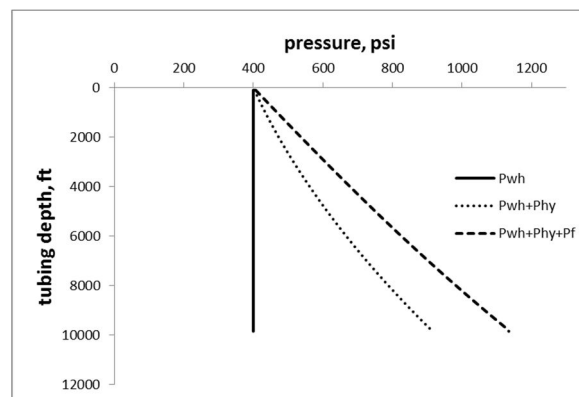
급격한 마찰손실의 증가추세는 2000, 3000, 4000 bbl/day에서 마찰압력손실이 전체압력 중에서 차지하는 비율로 확인할 수 있다. 전체압력 중 마찰압력손실의 비율은 2000 bbl/day일 때 9.4 %, 3000 bbl/day일 때 19.6 %, 4000 bbl/day일 때 27.3 %이다. 유량증가에 따른 전체압력 중 마찰손실비율의

증가를 확인할 수 있었다. 이를 통해 유량이 클수록 마찰압력손실을 어떻게 통제할 것인지에 대한 문제가 중요해짐을 알 수 있다.

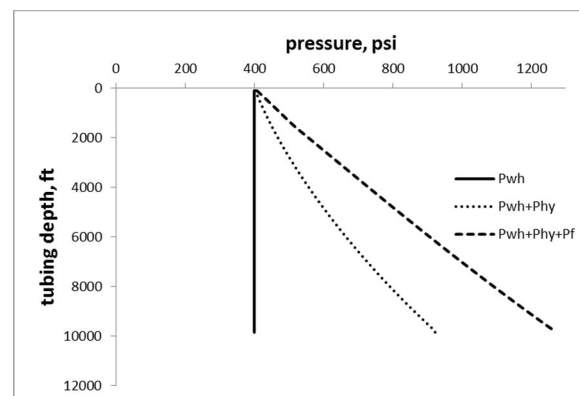
정두압력과 정수압의 합은 유량변화에도 불구하고 모두 비슷한 값을 보인다(Figure 4.5). 하지만 단일튜브와 2단 튜브의 전체압력은 유량에 따라 차이를 보인다(Figure 4.6). 이는 전체압력손실이 마찰압력손실의 차이로 인한 것임을 의미한다. 즉 유량증가로 인해서 전체압력손실이 증가하는 지배적인 이유가 정수압이 아닌 마찰압력손실인 것이다.



(a) 2000 bbl/day



(b) 3000 bbl/day



(c) 4000 bbl/day

Figure 4.4 Tubing pressure traverse of 4.5 in. tubing

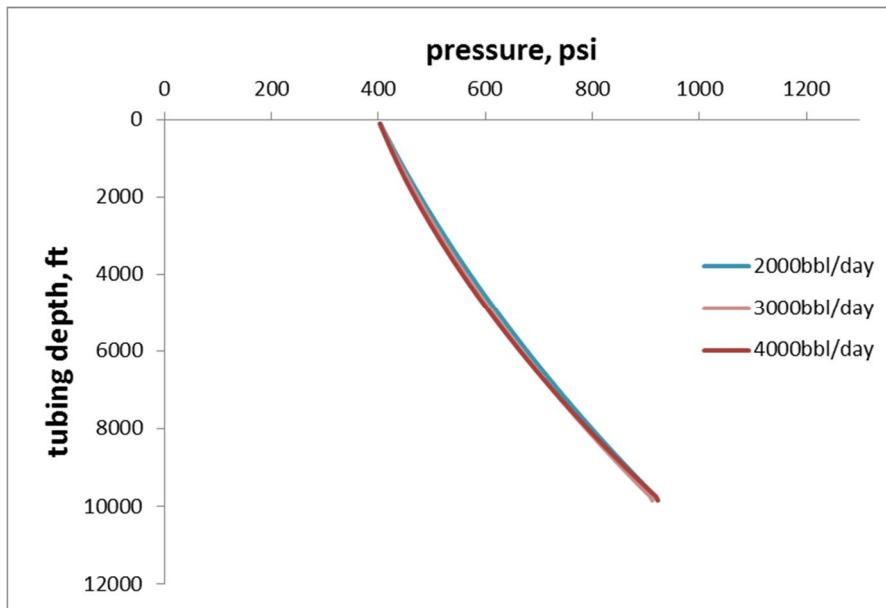


Figure 4.5 Comparison of sum of wellhead pressure and hydrostatic pressure

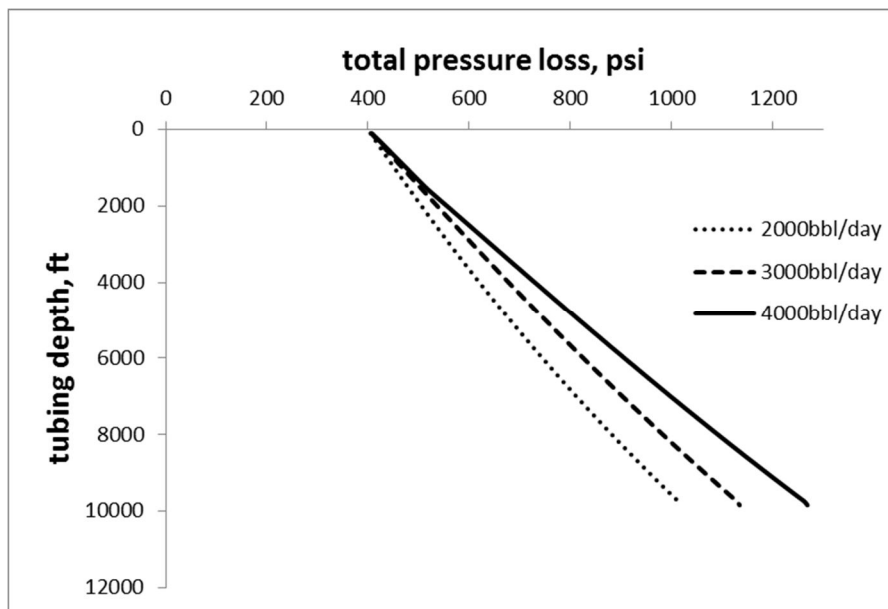
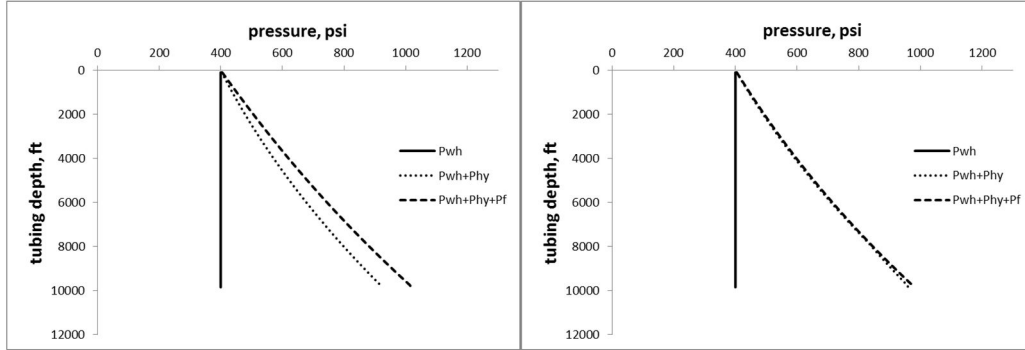


Figure 4.6 Comparison of total pressure loss at 4.5 in. tubing

Figure 4.7은 FEEDSTDFLOW가 모두 2000 bbl/day일 때 튜빙 종류에 따른 tubing pressure traverse를 나타낸 것이다. 생산량은 튜빙종류와 생산시점에 따라 다르지만 유량을 모두 같게 설정한 이유는 같은 유량 기준에서 튜빙 내의 압력을 비교하기 위함이다.

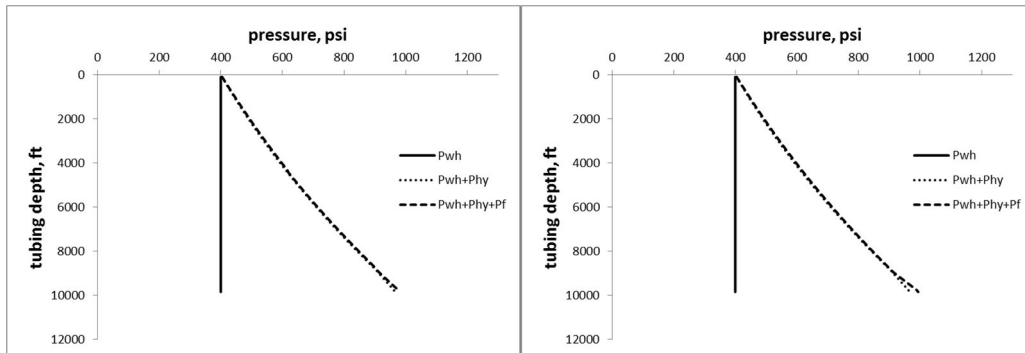
Figure 4.8과 4.9는 튜빙에 따라 마찰압력손실과 정수압을 각각 도시한 것이다. 마찰압력손실은 정수압보다 절대적 크기는 작지만 단일튜빙과 2단 튜빙 간의 차이가 대략 80 psi 정도로 컸다. 반대로 정수압의 경우 절대적 크기는 크지만 단일튜빙과 2단 튜빙 간의 차이가 크지 않았다. 단일튜빙 4.5 in.에서 정수압으로 인한 압력손실은 2단 튜빙보다 작았지만 마찰압력손실이 컸다. 따라서 정수압과 마찰압력손실의 합인 전체압력손실은 단일튜빙이 2단 튜빙보다 컸다.

작은 마찰압력손실을 유지하는 것은 튜빙의 부식이나 침식속도를 줄이고 유동의 안정성을 유지하기 위해 중요하다. 이를 위해선 마찰압력손실이 가장 작은 4 & 5.5(9000 ft) 조합을 선정하면 된다. 하지만 다른 2단 튜빙조합들의 마찰압력손실 또한 4 & 5.5(9000 ft) 조합과 큰 차이가 나지 않는다. 따라서 2단 튜빙의 유연하고 다양한 튜빙 설계가 가능하다.



(a) 4.5 in. mono tubing

(b) 4.5 & 5.5(8000 ft)



(c) 4 & 5.5(9000 ft)

(d) 3.5 & 5.5(9000 ft)

Figure 4.7 Tubing pressure traverse of each tubing ID combinations at 2000 bbl/day

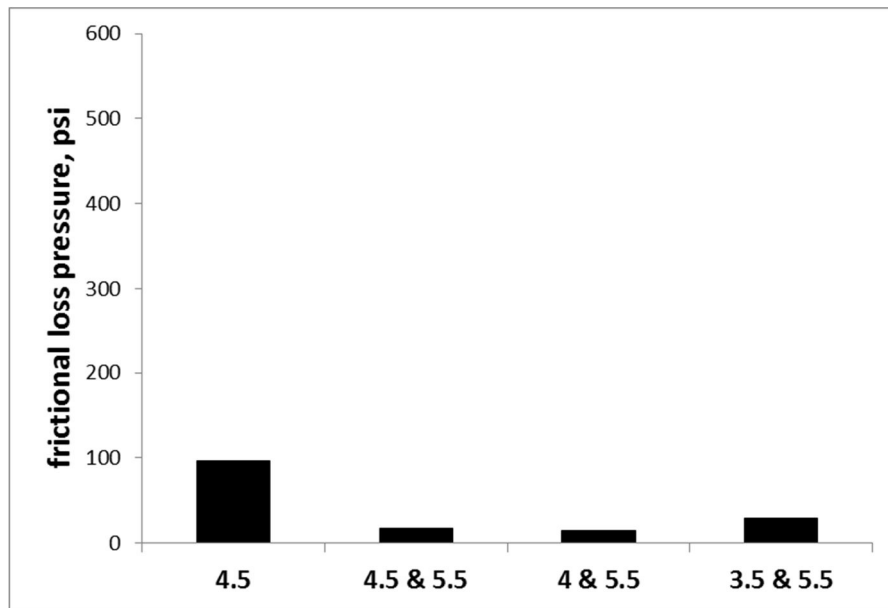


Figure 4.8 Comparison of frictional loss pressure at different tubing combinations (2000 bbl/day)

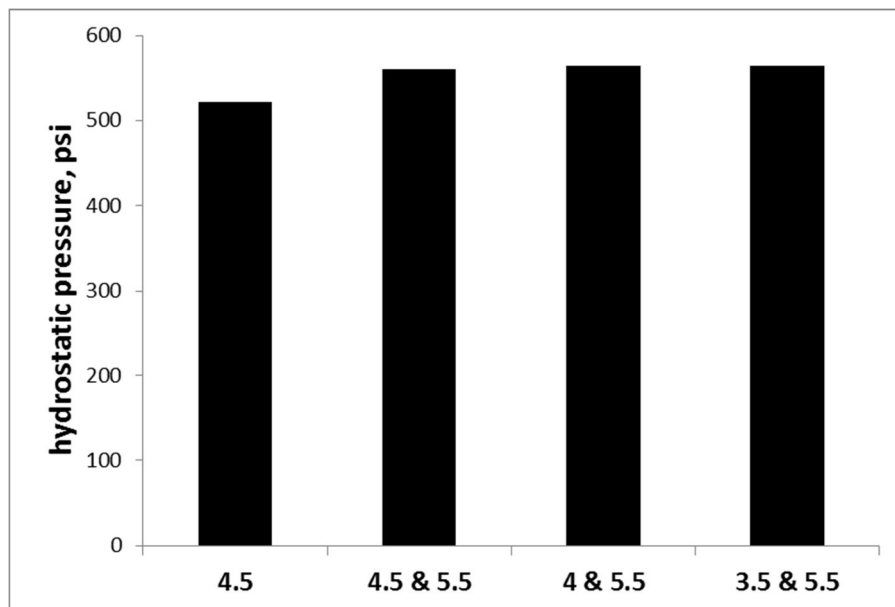
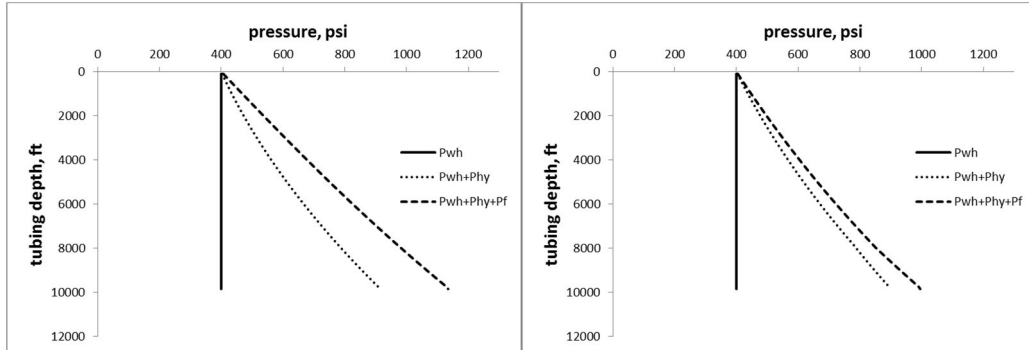


Figure 4.9 Comparison of hydrostatic pressure at different tubing combinations (2000 bbl/day)

Figure 4.10은 FEEDSTDFLOW가 모두 3000 bbl/day일 때 각 튜빙에서의 tubing pressure traverse를 나타낸 것이다. 유량이 2000 bbl/day일 때에 비해 전체압력손실이 증가하였고 마찰압력손실의 비율도 더 커졌다. 마찰압력손실의 비율이 증가하는 이유는 유량증가에 따른 가스발생량과 가스속도가 커지기 때문이다.

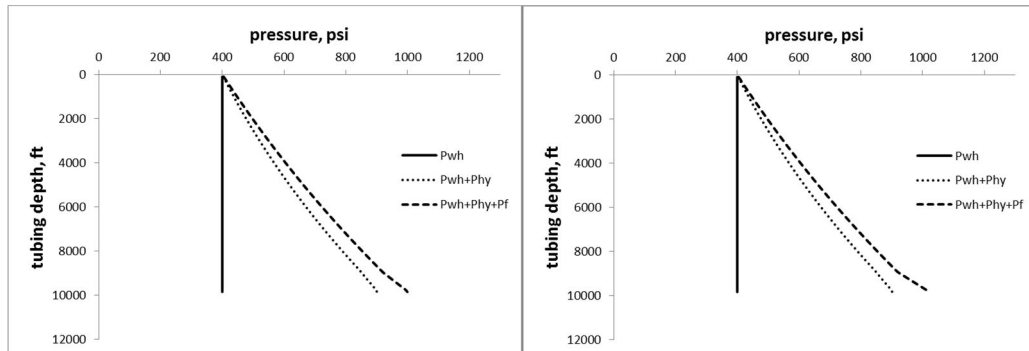
3000 bbl/day일 때는 2000 bbl/day에서 보기 힘들었던 내경변화에 따른 압력의 기울기 변화를 확인할 수 있다. 내경이 다르면 마찰압력손실에 큰 차이를 가져온다. 식 (2.3)과 (2.4)에서 볼 수 있듯이 내경이 작아지면 마찰압력손실이 증가하기 때문에 압력의 기울기가 변화한다. 특히 3.5 & 5.5(9000 ft)의 튜빙깊이 9000 ft 부근에서 기울기의 변화를 Figure 4.10 (d)에서 명확히 볼 수 있다. 그 외에 4.5 & 5.5(8000 ft)의 튜빙깊이 8000 ft 부근과 4 & 5.5(9000 ft)의 튜빙깊이 9000 ft 부근에서도 기울기 변화를 확인하였다.

유량 3000 bbl/day에 대해서도 마찰압력손실과 정수압을 Figure 4.11과 4.12에 각각 도시하였다. 2000 bbl/day일 때와 마찬가지로 마찰압력손실의 절대적 크기는 정수압보다 작았지만 단일튜빙과 2단 튜빙간의 차이가 컸다. 다만 유량이 커지면서 마찰압력손실이 크게 늘어나 전체압력손실 중 차지하는 비율이 커졌다. 마찰압력손실과 정수압 모두 2단 튜빙보다 단일튜빙에서 컸기 때문에 전체압력손실은 단일튜빙에서 가장 컸다. 2단 튜빙과 단일튜빙에서 전체압력을 비교했을 때 차이는 120 psi 정도였다. 2000 bbl/day에서와 마찬가지로 정수압 차이보단 마찰압력손실 차이가 전체압력에 큰 영향을 미쳤다.



(a) 4.5 in. mono tubing

(b) 4.5 & 5.5(8000 ft)



(c) 4 & 5.5(9000 ft)

(d) 3.5 & 5.5(9000 ft)

Figure 4.10 Tubing pressure traverse of each tubing ID combinations at 3000 bbl/day

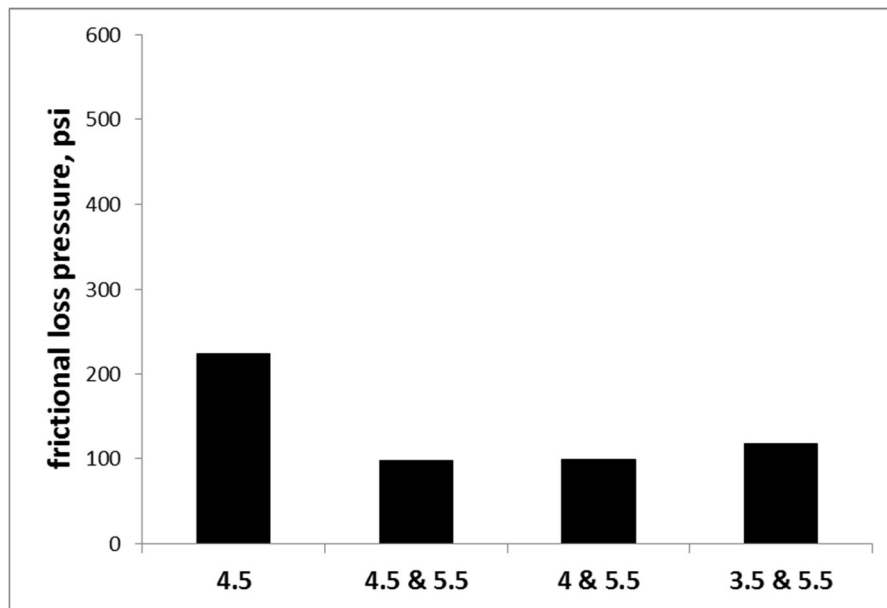


Figure 4.11 Comparison of frictional loss pressure at different tubing combinations
(3000 bbl/day)

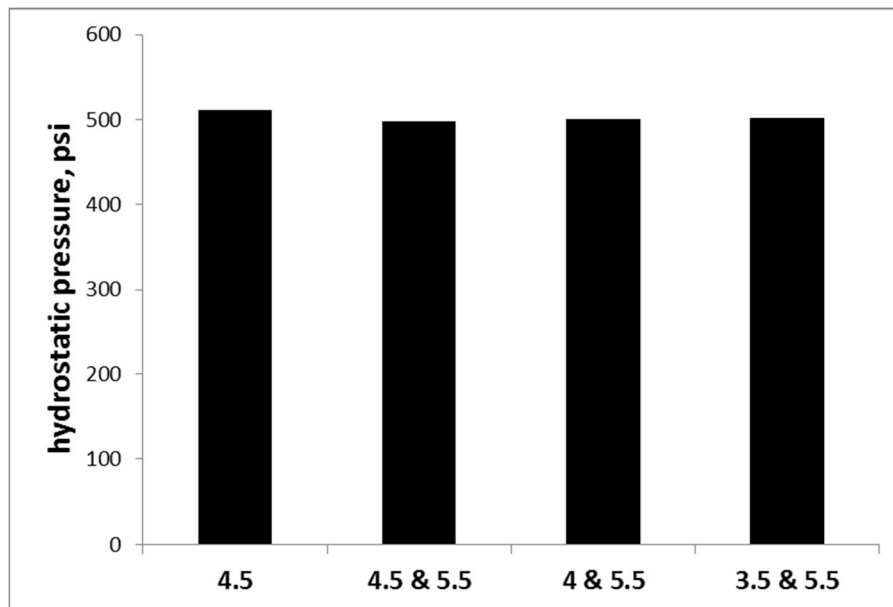
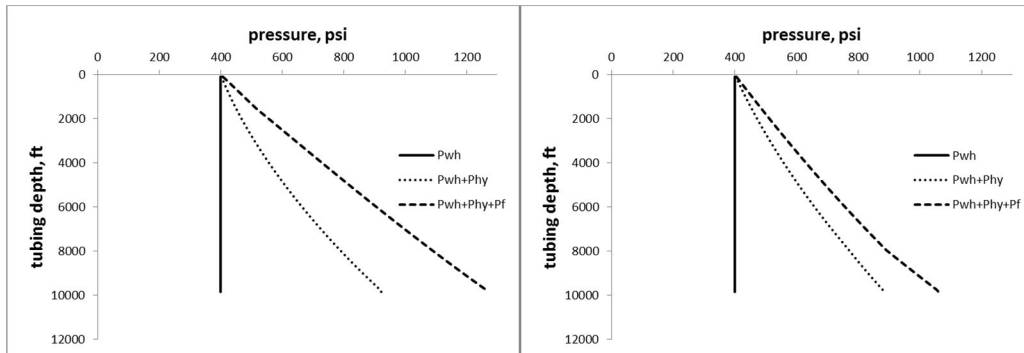


Figure 4.12 Comparison of hydrostatic pressure at different tubing combinations (3000
bbl/day)

Figure 4.13은 FEEDSTDFLOW가 모두 4000 bbl/day일 때 각 튜빙에서의 tubing pressure traverse를 나타낸 것이다. 유량이 2000, 3000 bbl/day일 때에 비해 전체압력손실이 증가하였고 마찰압력손실도 더 커졌다. 3000 bbl/day일 때와 마찬가지로 압력의 기울기 변화를 2단 튜빙에서 확인할 수 있다. 기울기가 변화되는 지점은 튜빙내경이 커지는 지점이며 3000 bbl/day에서의 기울기 변화지점과 같다.

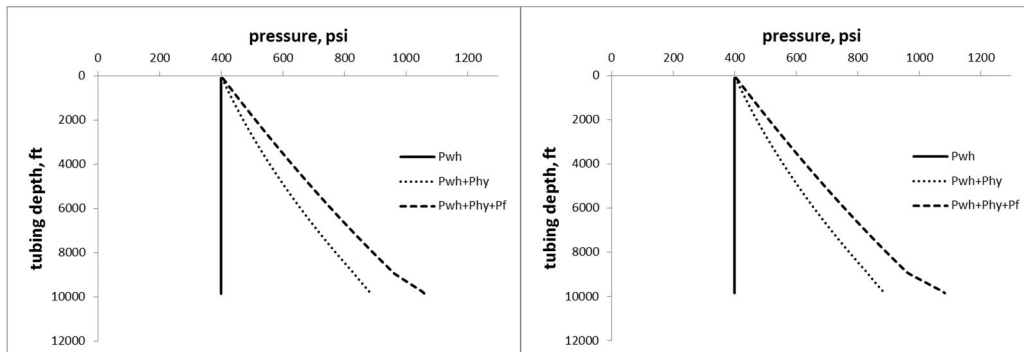
유량이 2000, 3000, 4000 bbl/day로 증가하면서 기울기 변화가 점차 뚜렷이 보이는 이유는 기울기가 마찰손실에 큰 영향을 받기 때문이다. 정수압은 유량증가에 따라 작은 변화를 보이지만 마찰손실은 유량에 따라 큰 변화가 생긴다. 기울기가 내경이 바뀌는 부분에서 변화하는 이유는 작은 내경에서 마찰로 인한 압력손실이 커지기 때문이다. 이런 현상은 튜빙이 작아질수록 유량이 클수록 뚜렷해진다. Figure 4.13의 (d)에서 보듯 같은 2단 튜빙이라도 내경이 가장 작은 3.5 in.인 곳에서 기울기변화가 확연하다. 마찰압력손실을 줄이기 위해선 큰 내경을 써야 하지만 운영조건의 안정성, 유동패턴 또한 중요한 고려 대상이므로 이를 반영한 튜빙을 선정해야 한다.

2000, 3000 bbl/day일 때와 마찬가지로 마찰압력손실의 절대적 크기는 정수압보다 작았지만 단일튜빙과 2단 튜빙간의 차이는 정수압보다 컸다(Figure 4.14, 4.15). 정수압의 경우 유량이 커짐에 따라 단일튜빙에선 커지고 2단 튜빙에선 작아지는 경향을 보였다. 4000 bbl/day일 때도 마찬가지로 전체압력차이의 원인은 주로 마찰압력손실에 의한 영향이었다.



(a) 4.5 in. mono tubing

(b) 4.5 & 5.5(8000 ft)



(c) 4 & 5.5(9000 ft)

(d) 3.5 & 5.5(9000 ft)

Figure 4.13 Tubing pressure traverse of each tubing ID combinations at 4000 bbl/day

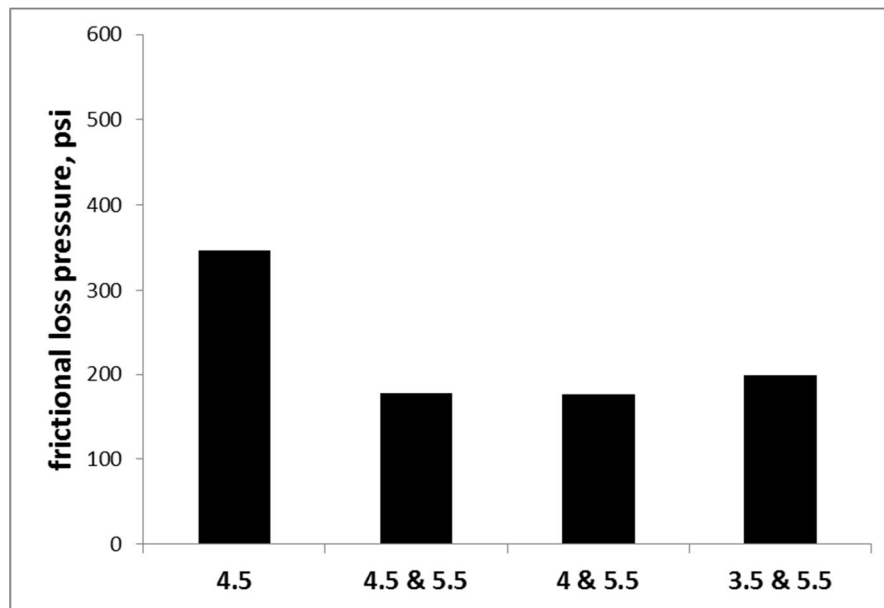


Figure 4.14 Comparison of frictional loss pressure at different tubing combinations
(4000 bbl/day)

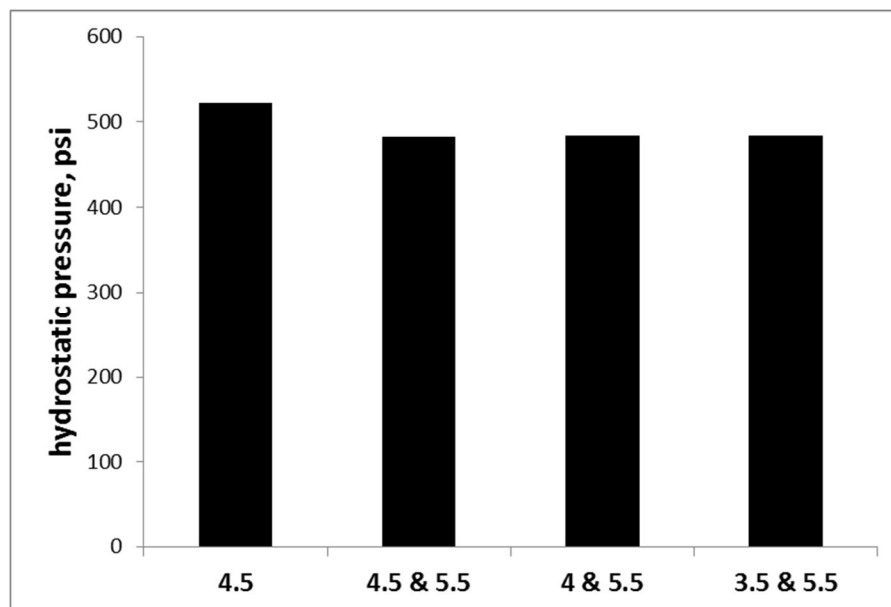


Figure 4.15 Comparison of hydrostatic pressure at different tubing combinations (4000
bbl/day)

오직 마찰압력손실과 정수압만을 보기 위해 Figure 4.16, 4.17과 같이 나타냈다. 유량은 모두 3000 bbl/day일 때이다. 튜빙 종류에 따른 마찰압력손실은 2단 튜빙과 단일튜빙의 차이가 두드러진다. 2단 튜빙끼리만 비교했을 때 마찰압력손실이 가장 큰 것과 작은 것의 차이는 약 20 psi이다. 따라서 작은 마찰압력손실을 유지하는 것이 우선 순위일 때는 어느 2단 튜빙을 써도 무방하다고 할 수 있다. 2단 튜빙 중 가장 큰 마찰압력손실과 단일튜빙 4.5 in.에서의 마찰압력손실의 차이는 약 100 psi였다. 정수압은 단일튜빙과 2단 튜빙 간에 큰 차이가 없었다. 정수압의 최대값과 최소값의 차이는 약 14 psi였다.

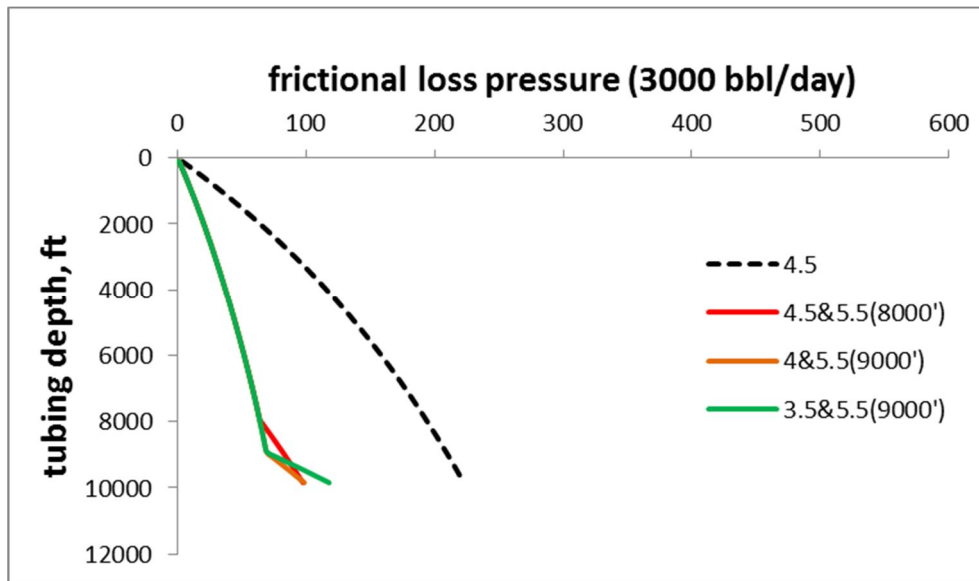


Figure 4.16 Comparison of frictional loss pressure at different tubing combinations

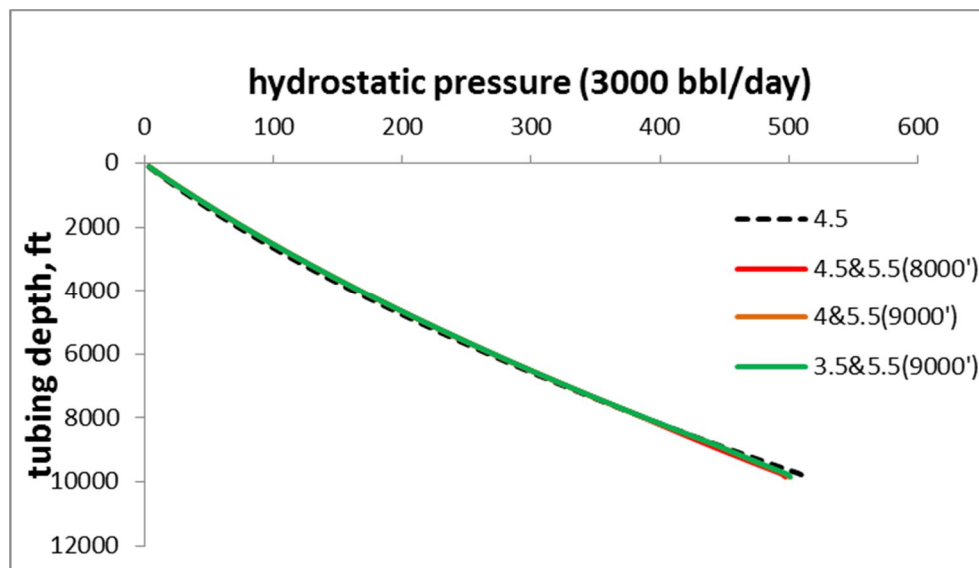


Figure 4.17 Comparison of hydrostatic pressure at different tubing combinations

4.4 액체부피비

액체부피비는 관의 전체 단면적 중 액상이 차지하는 비율을 의미한다. 식 (4.1)과 같이 평균유체밀도를 구할 때 액체밀도에 곱해져 가중치로 쓰인다. 일반적으로 액체가 기체보다 밀도가 훨씬 크다. 때문에 액체부피비가 증가하면 평균유체밀도 또한 증가한다. 정수압은 주어진 관의 높이가 고정되어 있다면 평균유체밀도에 의해 정해진다. 따라서 정수압은 액체부피비의 큰 영향을 받는다.

$$\bar{\rho} = \rho_L y_L + (1 - y_L) \rho_G \quad (4.1)$$

where,

$\bar{\rho}$: in-situ average density, lb_m/ft³

ρ_L : liquid density, lb_m/ft³

y_L : liquid holdup

ρ_G : gas density, lb_m/ft³

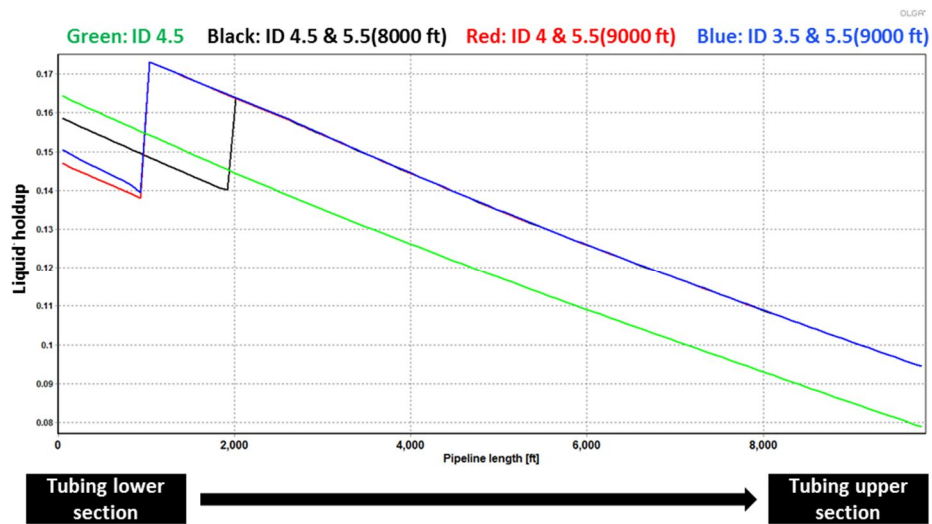
액체부피비가 클 경우 관내를 액상이 채운다는 것이므로 liquid loading의 문제를 일으킬 수 있다. Liquid loading은 액체와 기체의 밀도차이에 의해서 기체가 먼저 유동하고 액체의 유동이 정체되어 결과적으로 액체가 튜빙하단에 쌓이는 현상을 말한다. 이러한 현상이 심해질 경우 유동이 발생하지 못한다. 유동이 다시 발생하려면 마찰손실압력과 정체된 액체로 인한 정수압의 합보다 공저압력이 커야 한다. 공저압력이 저류층압력으로

인해 점점 증가하다가 정수압과 마찰손실압력의 합보다 커질 때 유동이 다시 발생한다. 하지만 그 이후에도 liquid loading 현상은 다시 일어날 수 있으며 이 때문에 유동의 발생과 중단이 반복될 수 있다.

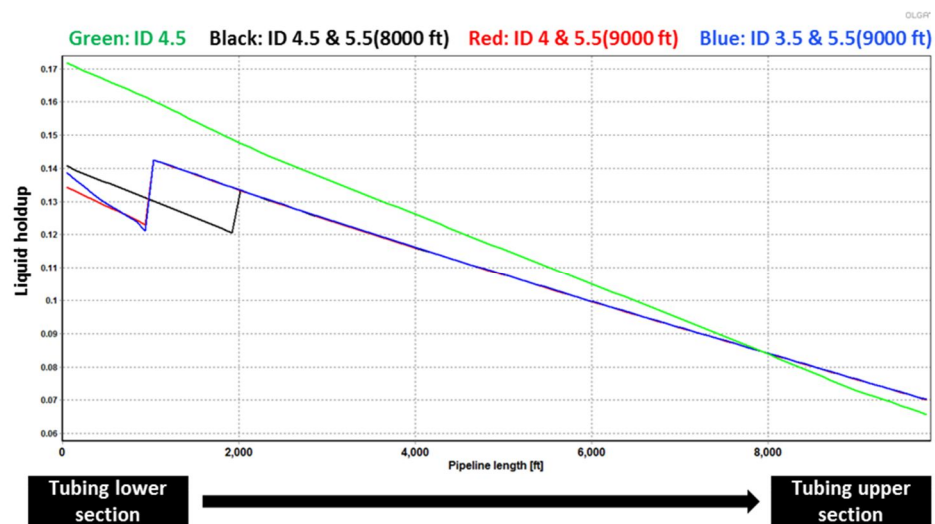
위와 같이 liquid loading 현상으로 인한 유동발생과 중단이 반복되면 생산유량의 변화가 커진다. 유량의 급격한 변화는 장비의 고장으로 이어질 수 있으며 결과적으로 생산운영이 불안정해진다. 이러한 liquid loading 현상을 방지하기 위해서는 튜빙하단에서 낮은 액체부피비를 유지하는 것이 유리하다. 관내에서 액상이 차지하는 부피를 작게 유지함으로써 liquid loading이 발생할 가능성을 낮추는 것이다. 따라서 튜빙하단에서 낮은 액체부피비를 유지하는 것은 생산안정성을 도모하는 것이라 할 수 있다.

Figure 4.18은 각각 유량 2000, 4000 bbl/day에 따라 튜빙 프로파일 내 액체부피비를 나타낸 것이다. FEEDSTDFLOW가 2000 bbl/day일 때 액체부피비는 대략 0.17에서 0.08 정도의 값을 가진다. 튜빙하단에서 상단방향의 기준에서 봤을 때 튜빙구간 1000 ft 이상에서는 단일튜빙보다 2단 튜빙의 액체부피비가 크다. 하지만 1000 ft 이하인 곳에선 2단 튜빙의 액체부피비가 단일튜빙에서의 액체부피비보다 작은 것을 확인했다. 2단 튜빙 중 4 & 5.5(9000 ft)의 액체부피비가 가장 작았으며 결론적으로 2단 튜빙 하단에서 낮은 액체부피비로 생산안정성에 기여하는 바가 있다.

FEEDSTDFLOW가 4000 bbl/day일 때는 단일튜빙보다 2단 튜빙의 액체부피비가 전체적으로 작았다. 2000 bbl/day에서처럼 1000 ft 이하의 튜빙하단 부분에서는 단일튜빙보다 2단 튜빙의 액체부피비가 작았으며 그 중 4 & 5.5(9000 ft)의 액체부피비가 가장 작았다.



(a) 2000 bbl/day



(b) 4000 bbl/day

Figure 4.18 Liquid holdup of different tubing combinations

4.5 유동패턴

유동패턴은 기체와 액체의 속도차이에 의해 바뀌는 유동의 여러 형상을 말한다. 액체속도에 따라 예외가 있지만 일반적으로 Figure 1.2처럼 기체속도가 커짐에 따라 bubble flow, slug flow, annular flow가 차례로 발생한다. 튜빙 프로파일에서는 유체가 위로 올라갈수록 압력이 감소하면서 가스가 방출되며 가스속도가 증가한다. 튜빙 내에서는 액체속도와 기체속도의 차이가 변하면서 다양한 유동패턴을 보인다.

단일튜빙 4.5 in.와 2단 튜빙 4.5 & 5.5(8000 ft), 4 & 5.5(9000 ft), 3.5 & 5.5(9000 ft)의 생산기간 동안 유동패턴은 Figure 4.19와 같다. 단일튜빙 4.5 in.와 2단 튜빙 4.5 & 5.5(8000 ft), 4 & 5.5(9000 ft)의 경우 생산기간 동안 오직 slug flow만 발생하였다. 2단 튜빙 3.5 & 5.5(9000 ft)의 경우 2000 bbl/day일 때는 slug flow만 발생했으나 유량이 3000, 4000 bbl/day로 증가하였을 때 튜빙하단에 부분적인 annular flow가 발생하였다.

Slug flow는 기체의 속도가 액체보다 빠른 경우에 발생하며 그 차이가 커졌을 때 annular flow가 발생한다. Annular flow는 가운데 공간에서는 작은 알갱이 형태의 액체와 기체가 흐르고 관의 벽면에는 액체가 필름 형태로 흐르는 유동이다. 따라서 액체부피비가 증가하여 관이 액체로 막히는 liquid loading 현상은 annular flow를 유지하는 것으로 방지할 수 있다. 특히 liquid loading 현상은 중력에 의해 튜빙 하단에서 문제가 된다. 하지만 3.5 & 5.5(9000 ft)에서처럼 튜빙 하단에서 발생하는 annular flow를 통해 liquid loading 현상을 방지한다고 볼 수 있다.

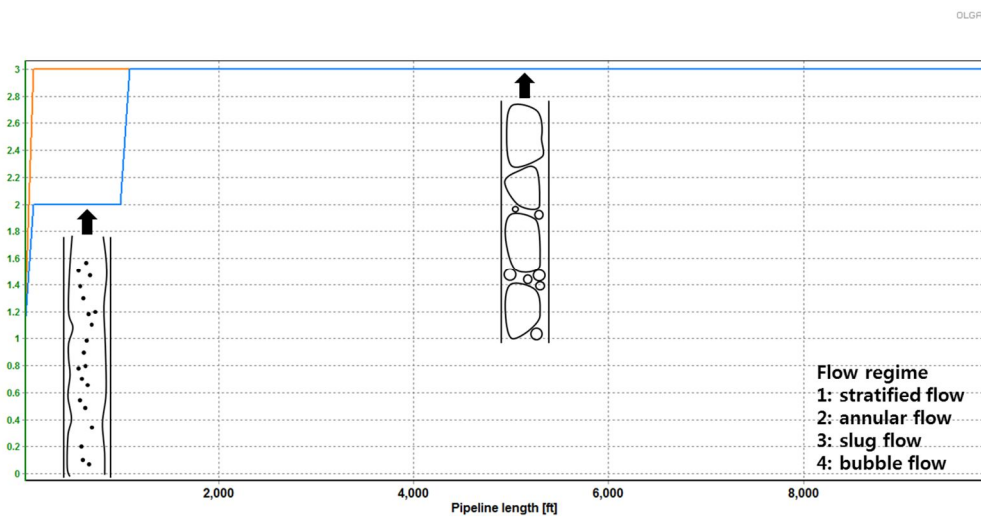


Figure 4.19 Flow regimes at different tubing combinations

4.6 튜빙길이 변화

본 연구에서 설정한 저류층과 튜빙에 관련된 조건이 바뀔 때마다 최대 순현재가치, tubing pressure traverse, 액체부피비 등이 모두 달라질 것이다. 그에 따라서 최적화 되는 2단 튜빙조합들도 달라질 것이다. 4.5절에서는 저류층과 튜빙의 인자들 중 튜빙길이 변화에 따른 영향을 분석 하였다.

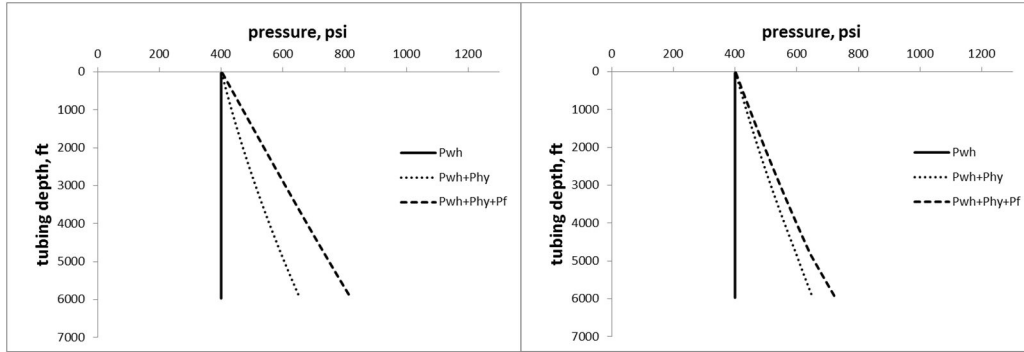
튜빙길이는 처음에 설정한 10000 ft에서 6000 ft로 바뀌 설정한다. 튜빙길이 외에 저류층압력이나 유체물성은 모두 같다고 가정하였다. 분석할 케이스는 순현재가치가 단일튜빙과 2단 튜빙중에서 가장 컸던 4개인 4.5 in. 단일튜빙, 4.5 & 5.5(8000 ft), 4 & 5.5(9000 ft), 3.5 & 5.5(9000 ft)이다.

순현재가치의 결과는 Table 4.2와 같다. 전체적으로 순현재가치 크기는 10000 ft 튜빙길이일 때보다 증가했다. 가장 큰 순현재가치를 보이는 조합은 10000 ft에서와 마찬가지로 4.5 & 5.5(8000 ft)이었다. 순현재가치가 증가한 이유는 생산량의 증가 때문이다. 생산량은 유동에 소모되는 압력이 작을 때 증가한다. 이는 tubing pressure traverse를 통해서 확인할 수 있다.

Figure 4.20는 유량이 3000 bbl/day일 때 tubing pressure traverse를 나타낸 것이다. 튜빙길이가 10000 ft이고 유량이 3000 bbl/day일 때 1000 psi 내외였던 전체압력손실은 튜빙길이가 6000 ft로 짧아지면서 700 psi 내외로 감소하였다. 유동을 위해 필요한 압력감소가 줄어들었으므로 생산량이 증가하고 순현재가치가 증가할 것이다. 마찰압력손실의 경우 튜빙길이 10000 ft일 때와 마찬가지로 단일튜빙과 2단 튜빙의 전체압력손실차이의 지배적 요인이었다. 이를 통해 정수압은 제어가 힘들지만 마찰압력손실의 경우 부분적으로 제어가 가능함을 다시 한 번 확인할 수 있다.

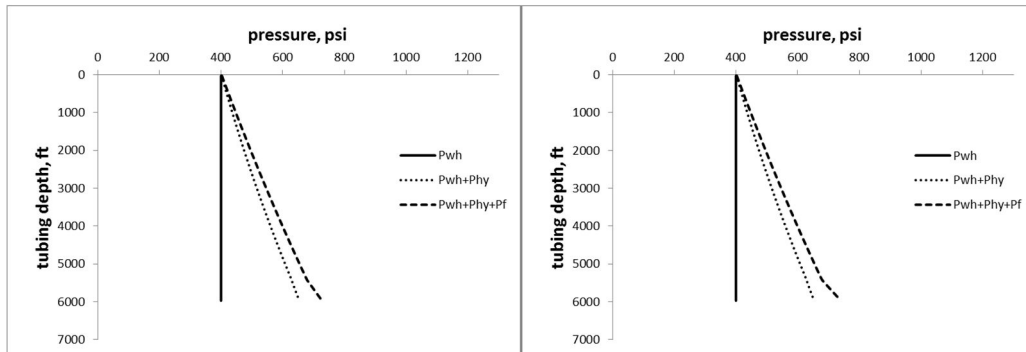
Table 4.2 Results of NPV at each tubing combinations

	NPV (million \$)
4.5 in.	420.5
4.5 & 5.5(8000 ft)	421.24
4 & 5.5(9000 ft)	421.24
3.5 & 5.5(9000 ft)	421.18



(a) 4.5 in. mono tubing

(b) 4.5 & 5.5(8000 ft)

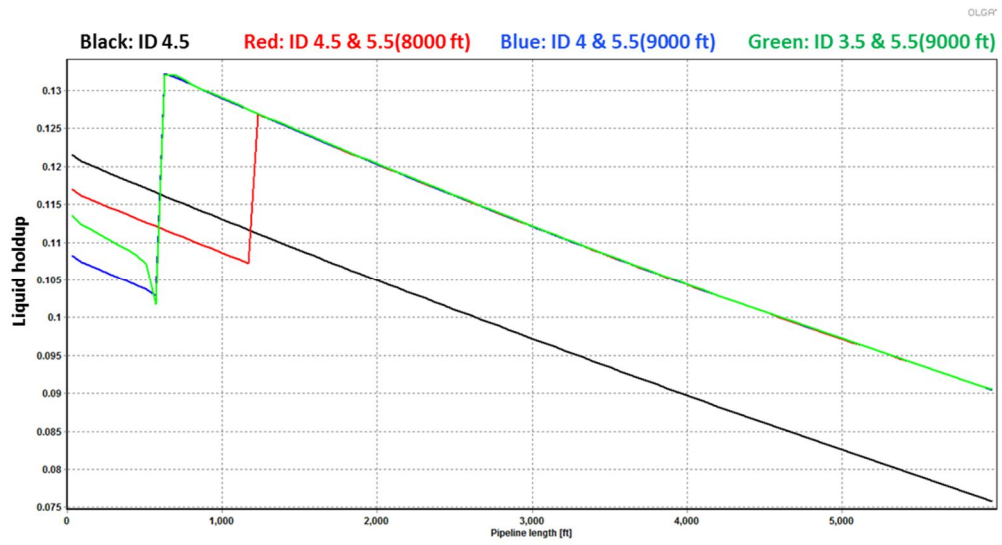


(c) 4 & 5.5(9000 ft)

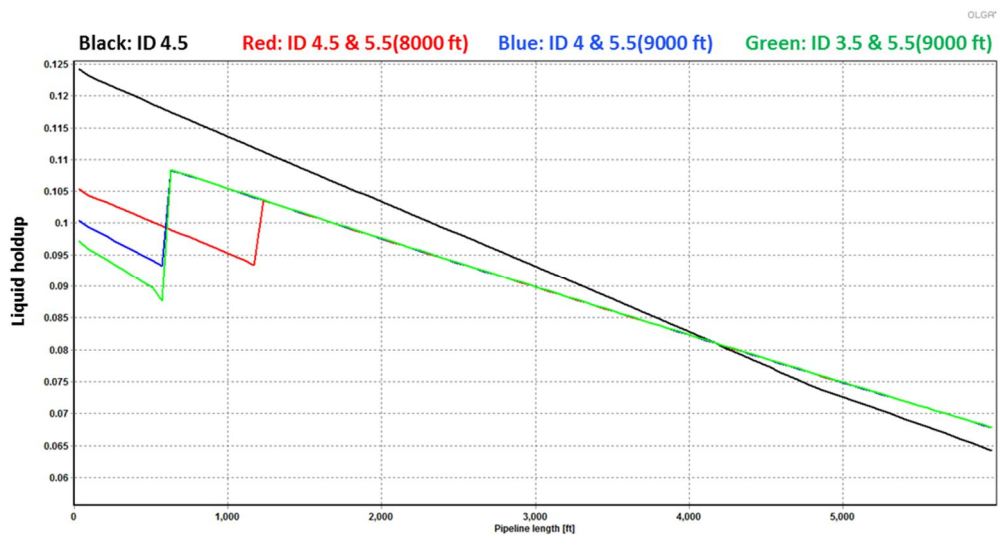
(d) 3.5 & 5.5(9000 ft)

Figure 4.20 Tubing pressure traverse of each tubing ID combinations with 6000 ft in length at 3000 bbl/day

Figure 4.21은 유량이 2000, 4000 bbl/day일 때 튜빙 프로파일에서 액체부피비를 나타낸 것이다. 유량이 2000 bbl/day일 때는 튜빙하단 액체부피비가 4 & 5.5(9000 ft)에서 가장 작았고 유량이 4000 bbl/day일 때는 3.5 & 5.5(9000 ft)에서 었다. 튜빙길이가 10000 ft일 때는 튜빙하단 액체부피비의 최소가 모두 하나의 튜빙조합에서 보였었다. 튜빙길이가 6000 ft일 때의 결과를 통해 유량에 따라 액체부피비를 낮게 유지할 수 있는 조합이 변할 수 있음을 확인했다. 이는 시간에 따라 최적의 튜빙이 바뀌기 때문에 생산전기간에 걸쳐 튜빙조합을 고려해야함을 의미한다.



(a) 2000 bbl/day



(b) 4000 bbl/day

Figure 4.21 Liquid holdup of different tubing combinations with 6000 ft in length

5. 결 론

기존 2단 튜빙 연구는 제한된 튜빙조합에서 생산량만 분석하는 한계가 있었다. 다상거동에 대한 고려가 없었기 때문에 생산량 외의 요소들에 대해선 논할 수 없었다. 기존 연구의 한계를 보완하기 위해 다상거동 분석을 실시하였다. 다상거동에 대한 분석결과를 바탕으로 유동 안정성이 고려된 다양한 2단 튜빙조합을 디자인 할 수 있었다. 또한 연구결과를 통해서 다음과 같은 결론을 도출하였다.

1. 운영조건의 안정성을 유지하면서도 더 큰 순현재가치를 얻을 수 있는 방법 중의 하나로 2단 튜빙을 이용할 수 있음을 확인하였다. 단일튜빙으로 얻을 수 있는 최대의 순현재가치와 2단 튜빙으로 얻을 수 있는 최대의 순현재가치의 차이는 1.4 million \$였다.

2. 2단 튜빙을 이용하여 작은 마찰압력손실을 유지할 수 있었다. 또한 선택사항이 없는 단일튜빙과 비교했을 때 2단 튜빙을 이용하여 작은 마찰압력손실을 유지할 수 있는 다양한 디자인이 가능하였다. 이는 2단 튜빙 간의 마찰압력손실이 차이가 크지 않았기 때문이다.

3. 튜빙하단에서 liquid loading 현상을 방지하기 위해 작은 액체부피비를 유지하는 것이 중요하다. 이는 2단 튜빙의 하단에서 작은 내경을 사용함으로써 가능함을 확인하였다.

4. 순현재가치, 마찰압력손실, 액체부피비, 유동패턴을 고려한 다양한 튜빙조합을 우선순위에 따라 적절하게 적용할 수 있었다.

참고 문헌

최종근, 2011, *해양시추공학*, 씨아이알, 서울, pp. 185 - 186.

Affanaambomo, B.O., 2008. Study Of Tapered Internal Diameter Tubing String Well Completion For Enhanced Production, MS Thesis, Texas Tech University, Lubbock, TX.

Awal, M.R. and Heinze, L.R., 2009, "A New Nodal Analysis Technique Helps Improve Well Completion and Economic Performance of Matured Oil Fields," *SPE Production and Operations Symposium*, Society of Petroleum Engineers, Oklahoma City, Oklahoma.

Boyun, G., William, C.L. and Ali, G., 2007, *Petroleum Production Engineering, A Computer-Assisted Approach*, Elsevier, Burlington, MA, pp. 88 - 92.

Dake, L.P., 1978, *Fundamentals of Reservoir Engineering*, Elsevier, Amsterdam, Netherlands, pp. 47 - 49.

Economides, M.J., Hill, A.D. and Ehlig-Economides, C., 1993, *Petroleum Production Systems*, PTR Prentice Hall, New Jersey, MD, pp. 159 - 170.

Gopal, M. and Rajappa, S., 1999, "Effect of Multiphase Slug Flow on the Stability of Corrosion Product Layer," *NACE International*, San Antonio, April 25 - 30.

Hasan, A.R. and Kabir, C.S., 1988, "A Study of Multiphase Flow Behavior in Vertical Wells," *SPE Production Engineering*, Society of Petroleum Engineers, Vol. 3, No. 2, pp. 263 - 272.

Hein, M.A., 1987, "Nodal Analysis As Applied to Pipelines And Risers," *PSIG Annual Meeting*, Pipeline Simulation Interest Group, Tulsa, Oklahoma, October 22 - 23.

Hyne, N.J., 2001, *Nontechnical Guide to Petroleum Geology, Exploration, Drilling, and Production*, Pennwell, Tulsa, Oklahoma, USA, pp. 153 - 155.

McCain Jr., W.D., 1991, "Reservoir-Fluid Property Correlations-State of the Art (includes associated papers 23583 and 23594)," *SPE Reservoir Engineering*, Society of Petroleum Engineers, Vol. 6, No. 2, pp. 266 - 272.

ABSTRACT

Dual Production Tubing Design Considering Flow Stability and Production Rate

Sung-il Kim

The Graduate School

Seoul National University

In petroleum engineering, a mono tubing of a uniform diameter, has been adopted conventionally. Recently, a dual production tubing with two different inner diameters(IDs) has been suggested to increase production rates. In this research, various dual tubing combinations are taken into account, and specific tubing combinations are proposed to satisfy each objective.

In previous studies, production enhancement was the main goal. However, this research also considers flow stability. It is identified that frictional loss pressure is a dominant factor of difference of total pressure loss in a tubing. When it is compared, liquid holdup is smaller at dual tubings rather than mono tubings at the lower part of tubing. Most flow regimes show slug flows. However, some tubing combinations cause annular flows at the lower parts of the tubing.

For a reservoir assumed in this research, a dual tubing of which the lower part is 4.5 inch ID and 2000 ft in length, and the upper part is 5.5 inch ID and 8000 ft, shows the highest net present value. In addition, the dual tubing sustains low frictional loss. Compared to a mono tubing, dual tubings enable various tubing designs because they have smaller differences in frictional loss. Low liquid holdup can be achieved by selecting the lower part of the dual tubing with smaller ID. In conclusion, it is identified that various tubing designs are achievable from the analyses of overall production operations depending on purposes specified.

Keywords: dual tubing, operating point, tubing pressure traverse, liquid holdup, flow regime

Student number: 2011-21091